

GUÍA CENTROAMERICANA DE FINANCIAMIENTO DE CARBONO

Autores: GreenStream Network Oy, BUN-CA

SICA
CCAD
Ministerio Asuntos Exteriores FINLANDIA

Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica

Guía Centroamericana de Financiamiento de Carbono

Portada: Diseño Gráfico, Lic. Carlos Gómez, CCAD / Fotografía, Lic. Gandhi Montoya, CCAD

1a Edición, septiembre 2004

Los Ministerios de Ambiente de los países centroamericanos están conscientes del gran reto que implica el cambio climático en nuestra época y por ello, se están realizando grandes esfuerzos que contribuyan a combatirlo, aprovechando la gran cantidad de recursos renovables que disponemos en la región para generar energía y así ir sustituyendo el uso de los combustibles fósiles.

Esta Guía de Financiamiento de Carbono servirá como apoyo para incentivar la ejecución de proyectos de energía renovable, pues permite a los desarrolladores de proyectos incorporar de una forma práctica en sus planes de acción, el beneficio adicional que representa la venta de los Certificados de Reducción de Emisiones.

Dr. Marco Antonio González

Secretario Ejecutivo

Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo

Contactos: tommi.tynjala@greenstream.net

lumana@bun-ca.org

alianza_energia@sgsica.org

PRÓLOGO

Los recursos de energía renovable están recibiendo últimamente una gran cantidad de atención ya que su uso puede contribuir a solventar algunos de los retos energéticos mundiales. La Conferencia Renewables 2004 de Bonn es un ejemplo de este desarrollo. Nuestra *Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica*, lanzada durante la Cumbre Mundial de las Naciones Unidas del 2002 en Johannesburgo, ayuda a hacer realidad que estos recursos energéticos jueguen un papel importante en satisfacer las necesidades de la región. Esto a la vez, contribuiría al desarrollo sostenible de Centroamérica, a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, y a mitigar los efectos adversos del cambio climático global.

La Alianza es una iniciativa del Ministerio para Relaciones Exteriores de Finlandia en coordinación con la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD) y el Sistema de la Integración Centroamericana (SICA). Se encuentra trabajando activamente en los siete países centroamericanos—Belize, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá—con el principal propósito de implementar proyectos demostrativos sostenibles sobre el uso apropiado de los recursos energéticos renovables, esto es, bioenergía, hidroeléctrica, geotermia y tecnologías solares y eólicas.

La mayoría de los proyectos de la Alianza ayudarán a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Al mismo tiempo, la capitalización financiera de este beneficio, aumentará la rentabilidad de los desarrolladores de los proyectos, dándoles así un incentivo adicional para implementar tales proyectos. Sin embargo, un problema ha sido la insuficiencia de información general sobre el financiamiento de carbono para proyectos pequeños y medianos. Es por ello que hemos decidido reducir esa brecha proveyendo esta *Guía de Financiamiento de Carbono* para asistir al sector público y privado en la obtención de los beneficios financieros como resultado de sus esfuerzos.

La *Guía de Financiamiento de Carbono* es una herramienta para ser utilizada durante la preparación del proyecto. Ésta ayudará a orientar a los desarrolladores hacia la implementación de propuestas de proyectos bancables y a pequeña escala de energía renovable financiables, que aumentará su rentabilidad en el largo plazo. Adicionalmente, la guía proveerá información y consejo sobre los mercados internacionales de carbono emergentes, el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) basado en los acuerdos de Kyoto, y en otros mercados de certificados.

GreenStream Network Ltd., una empresa finlandesa especializada en el comercio de emisiones, y BUN-CA, una red centroamericana de expertos en energía renovable y eficiencia energética, prepararon este documento. Se utilizó un proceso participativo, el cual incluyó comentarios valiosos y sugerencias de expertos locales e internacionales, a quienes les estamos muy agradecidos por su colaboración. Esta publicación está disponible tanto en inglés como en español.

Más información sobre la Alianza puede encontrarse en Internet, tanto en español como en inglés (www.sgsica.org/energia). Asimismo, este reporte puede ser obtenido de nuestro sitio Web libre de cargos en ambos idiomas. Estaremos actualizando la versión en la Web de esta publicación en cuanto sea posible. Agradecemos cualquier comentario y propuestas para su mejoramiento.

Dr. Markku Nurmi
Director General, Ministerio del Ambiente, Finlandia
Presidente, Comité Técnico Asesor de la Alianza

AGRADECIMIENTOS

Esta Guía es el resultado de un proceso participativo involucrando grupos de Centroamérica, Finlandia y otros lugares. Los autores están agradecidos por todas las sugerencias y apoyo que recibieron de todas las personas y organizaciones mientras escribían esta Guía.

Quisiéramos agradecer especialmente a la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica que hizo posible esta Guía. Muchas personas dentro de la Alianza nos han proporcionado muchos comentarios valiosos y apoyo durante el proceso. Quisiéramos expresar nuestra especial gratitud al Dr. Markku Nurmi del Ministerio de Ambiente de Finlandia, Sr. Hannu Eerola del Ministerio para Asuntos Exteriores de Finlandia, Sr. Otto Leonel García Mansilla, Srta. María Eugenia Salaverría y Sr. Ismael Antonio Sánchez de la Oficinal de Coordinación Regional de la Alianza, así como a todos los miembros del Comité Técnico Asesor que representan a todos los países de Centroamérica.

Entre las personas que proporcionaron comentarios para la Guía, quisiéramos agradecer al Sr. Mauricio Ayala del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de El Salvador, Sr. Leonardo José Matute Valladares de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente de Honduras, Sr. Giovanni Castillo del Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica, Sr. Román José Román-Gutiérrez, Coordinador Técnico de los Proyectos Energéticos en la Oficina Nacional de Desarrollo Limpio de Nicaragua, Sr. Jari Väyrynen y Sra. Veronique Bishop de la Unidad de Financiamiento de Carbono del Banco Mundial, Sr. Jari Poikola de Pohjolan Voima Oy y Sr. Kari Hämekoski del Programa Piloto Finlandés de MDL/IC.

El Financiamiento de Carbono y el Mecanismo de Desarrollo Limpio son nuevos instrumentos que están constantemente evolucionando. Es por ello que mucha de la información estará ya desactualizada a la hora de la impresión. En la medida de lo posible, hemos tratado de incorporar en esta Guía los más recientes desarrollos en el campo. Es nuestra intención el mantener en el sitio Web la versión actualizada, de tiempo en tiempo, a medida que el mercado evolucione y nuevas reglas y procedimiento de MDL surjan. La retroalimentación por parte de los usuarios de la Guía es bienvenida en este proceso.

Los Capítulos 2, 3 y 5 fueron principalmente escritos por GreenStream Network Ltd. y la información extensiva de cada país de Centroamérica en el Capítulo 4 fue recopilada por BUN-CA. Los autores principales de esta guía son el Sr. Tommi Tynjälä y la Sra. Inger-Anne Blindheim de GreenStream Network Ltd. y el Sr. Leonel Umaña y el Sr. José María Blanco de BUN-CA.

El financiamiento externo para esta Guía fue proveído por la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica y Pohjolan Voima Oy. Tanto GreenStream Network Ltd. como BUN-CA también contribuyeron con considerables recursos propios para su elaboración.

Tommi Tynjälä
GreenStream Network Ltd.

José María Blanco
BUN-CA

TABLA DE CONTENIDO

Lista de Figuras

Lista de Tablas

ABREVIACIONES

AA	Monto Asignado (por sus siglas en inlés)
AAU	Unidad de Monto Asignado (por sus siglas en inglés)
AHPPER	Asociación Hondureña de Pequeños Productores de Energía Renovable
AMM	Administrador del Mercado Mayorista, Guatemala
ANAM	Autoridad Nacional del Ambiente
ARESEP	Autoridad Reguladora de Servicios Públicos
BEL	Belize Electricity Limited
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BID	Banco Inter-Americano de Desarrollo
BUN-CA	Red de Usuarios de Biomasa – Centroamérica
CAF	Corporación Andina de Fomento
CCAD	Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo
CDB	Banco Caribeño de Desarrollo (por sus siglas en inglés)
CDCF	Fondo de Carbono de Desarrollo Comunitario (por sus siglas en inglés)
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa, El Salvador
CER	Certificado de Reducción de Emisiones
CHP	Calefacción y Potencia Combinado (por sus siglas en inglés)
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga, Nicaragua
CNE	Comisión Nacional de Energía, Nicaragua y Honduras
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Guatemala
CO_2	Dioxido de Carbono
COP	Conferencia de las Partes a la CMNUCC
COPE	Comisión de Política Energética, Panamá
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
DEE	Dirección de Energía Eléctrica, El Salvador
DGE	Dirección General de Energía, Honduras y Guatemala
DNA	Autoridad Nacional Designada (por sus siglas en inglés)
DOE	Entidad Operacional Designada (por sus siglas en inglés)
DSE	Dirección Sectorial de Energía, Costa Rica
EIB	Banco Europeo de Inversión (por sus siglas en inglés)
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica, Honduras
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
ENTRESA	Empresa Nicaragüense de Transmisión, S.A.
EPR	Empresa Propietaria de la Red
ERPA	Acuerdo de Compra de Reducción de Emisiones (por sus siglas en inglés)
ERSP	Ente Regulador de Servicios Públicos, Panamá
ESMAP	Programa de Manejo y Asistencia al Sector Energético (por sus siglas en inglés)
ET	Comercio de Emisiones (por sus siglas en inglés)
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., Panamá
ETESAL	Empresa de Transmisión Eléctrica de El Salvador
EUA	Asignación Europea de Emisión (por sus siglas en inglés)
EU ETS	Esquema de Comercio de Emisiones de la UE (por sus siglas en inglés)
FENERCA	Financiamiento de Empresas de Energía Renovable en América Central
FIDIC	Federación Internacional de Ingenieros Consultores
FOCER	Fortalecimiento de la Capacidad para Energía Renovable

FOMIN	Fondo Multilateral de Inversiones
FPC	Fondo Prototipo de Carbono
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GESAL	Geotérmica Salvadoreña (actualmente denominada La Geo)
GSN	GreenStream Network Ltd.
GWh	Gigavatio-hora
GWP	Potencial de Calentamiento Global (por sus siglas en inglés)
HFC	Hidroflurocarbonos
IC	Implementación Conjunta
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IETA	Asociación Internacional de Comercio de Emisiones Internacional (por sus siglas en inglés)
IFC	Corporación Financiera Internacional (por sus siglas en inglés)
IIC	Corporación Inter.-Americana de Inversión (por sus siglas en inglés)
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
JD MDL	Junta Directiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio
Kw	Kilovatios
Kwh	Kilovatios-hora
LGE	Ley General de Electricidad, El Salvador y Guatemala
LIE	Ley de la Industria Eléctrica, Nicaragua
LULUCF	Uso de la Tierra, Cambio en Uso de la Tierra, y Silvicultura (por sus siglas en inglés)
MARENA	Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales, Nicaragua
MARN	Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, Guatemala y El Salvador
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MEM	Ministerio de Energía y Minas, Guatemala
MER	Mercado Eléctrico Regional
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía, Costa Rica
MM	Mercado Mayorista
MW	Megavatios
MWh	Megavatios-hora
NDF	Fondo Nórdico de Desarrollo (por sus siglas en inglés)
OCDE	Organización de Cooperación y Desarrollo Económico
ONUDI	Organización de Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial
PCN	Documento de Concepto de Proyecto (por sus siglas en inglés)
PDD	Documento de Diseño de Proyecto (por sus siglas en inglés)
PIN	Documento de Idea de Proyecto (por sus siglas en inglés)
PNUD	Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
PPA	Acuerdo de Compra-Venta de Energía (por sus siglas en inglés)
REV	Reducción de Emisiones Verificadas
RMU	Unidad de Retiro (por sus siglas en inglés)
SERNA	Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente, Honduras
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, El Salvador
SSC-PDD	Documento de Diseño de Proyecto a Pequeña-escala (por sus siglas en inglés)
tCO_2e	Tonaladas métricas equivalentes de dióxido de carbono
TIR	Tasa Interna de Retorno

UE	Unión Europea
UE15	Antiguos Miembros de la UE hasta 1 Mayo 2005
UNCTAD	Conferencia de las Naciones Unidas para Comercio y Desarrollo (por sus siglas en inglés)
VAN	Valor Actual Neto

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

El objetivo principal de la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica que el Ministerio para Asuntos Exteriores de Finlandia apoya en la región es promover el uso de fuentes de energía renovable y tecnologías limpias en Centroamérica de una manera sostenible, así como hacer más accesibles los servicios energéticos a los pobres, particularmente a aquellos en áreas rurales. Varios proyectos en preparación dentro del marco de la Alianza reducirán las emisiones de gases de efecto invernadero. La capitalización de los beneficios podrán en algunos casos mejorar significativamente la rentabilidad de los proyectos. Para ello, se necesita una guía clara sobre como incluir el aspecto del clima en la preparación e implementación de los proyectos desde un inicio.

Los mercados internacionales para la reducción de gases de efecto invernadero y certificados de electricidad renovables están fragmentados. Hasta ahora, el mercado para los Certificados de Reducción en Emisiones (CERs) del Protocolo de Kyoto ha estado dominado por pocos jugadores (Ej., Fondo Prototipo de Carbono del Banco Mundial y el Programa CERUPT del Gobierno de los Países Bajos). Sin embargo, nuevos jugadores en el mercado están cambiando rápidamente el panorama. Varios programas gubernamentales, tales como el Programa MDL/IC del Gobierno de Finlandia, así como una participación creciente de empresas privadas están haciendo el mercado más complejo y cada vez más competitivo. Especialmente el Esquema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea, el cual comienza el 1o de enero de 2005 y la propuesta de la Comisión Europea de ligar el MDL con el esquema aprobado por el Parlamento Europeo en abril de 2004, posiblemente cambien significativamente el mercado internacional de carbono. Más aún, varios sistemas no-Kyoto, tales como los esquemas de certificados de energías renovables, iniciativas voluntarias (Ej. El Intercambio de Clima de Chicago) y regímenes de los Estados Unidos a nivel estatal, hacen que la situación sea aún más complicada. Una mayor cantidad de conocimiento y entendimiento es requerida por los desarrolladores de proyectos que desean maximizar sus beneficios de carbono para sus proyectos de energía.

Por otro lado, el financiamiento de carbono no convierte a un mal proyecto en uno bueno. El financiamiento de carbono mejora la rentabilidad de un proyecto sano, sostenible y bien estructurado por si mismo. Muchas buenas ideas no llegan a ser proyectos porque hay una deficiencia en la capacidad para desarrollar propuestas de proyectos financiables. Esto es especialmente cierto en cuanto a proyectos de energía renovable a pequeña-escala. En una situación ideal, un buen concepto puede ser desarrollado en una propuesta de proyecto financiable y sólida, y el financiamiento de carbono ser utilizado para mejorar aún más la factibilidad del proyecto.

En marzo de 2003, la compañía energética Pohjolan Voima Oy y otros miembros Finlandeses de la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica, expresaron la necesidad de una guía sobre cómo asegurar que las reducciones en emisiones de Gases de Efecto Invernadero generadas por un proyecto energético en la región llenen los requisitos internacionales y así poder ser capitalizados. Similarmente, muchos desarrolladores de proyectos centroamericanos han expresado la necesidad de tal guía. Muchas iniciativas del Istmo, incluyendo FOCER (Fortalecimiento de la Capacidad para Energía Renovable en Centroamérica) y FENERCA (Financiamiento de Empresas de Energía Renovable) han comenzado a preparar guías sobre proyectos de energía renovable, cálculo de reducción de emisiones y financiamiento de proyectos. Adicionalmente, el Ministerio para Asuntos

Exteriores de Finlandia y Finpro han preparado recientemente una guía general de inversión "Financiando Oportunidades Empresariales en Latinoamérica y el Caribe". Esta Guía Centroamericana de Financiamiento de Carbono complementa la primera iniciativa al proveer una guía específica en la preparación de propuestas de proyectos financiables y en el uso del financiamiento de carbono para proyectos de energía renovable a pequeña escala en la región. También contiene una colección de vínculos a otros documentos y organizaciones que son útiles para los desarrolladores de estos proyectos.

1.2 El propósito de la Guía Centroamericana de Financiamiento de Carbono

Con esta Guía se propone ayudar a los desarrolladores de proyectos, financistas, proveedores de tecnología y oficiales de gobierno, a entender mejor cómo preparar propuestas de proyectos de energía renovable a pequeña escala en Centroamérica; cómo beneficiarse de los mercados internacionales de carbono emergentes a través del MDL u otros esquemas, y cómo gestionar los riesgos relacionados.

Los autores esperan que esta Guía sea una herramienta de referencia práctica para aquellos involucrados en MDL y otros proyectos relacionados con el clima en Centroamérica. Para esto, alentamos la retroalimentación de los usuarios de la Guía para poder mejorarla en posibles versiones futuras.

Se espera que esta Guía contribuya por su parte, hacia un aumento en el número de proyectos exitosos a pequeña escala de energía renovable, utilizando el financiamiento de carbono en la región para desarrollar aún más la posición competitiva de los países centroamericanos en el mercado internacional de carbono frente a otras regiones del mundo.

1.3 Estructura de la Guía

En el primer Capítulo (1.4) se brinda información de antecedentes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)[1] y el Protocolo de Kyoto. Esto es útil para aquellos que desean entender mejor las políticas fundamentales pero no estrictamente necesarias para el desarrollo de proyectos. El Capítulo 2 explica la intención del MDL y proyectos a pequeña escala, cómo es el ciclo de proyecto y cuáles son los costos relacionados. El Capítulo 3 da una breve introducción al financiamiento de proyectos y ayuda a los desarrolladores a entender los requisitos típicos de las instituciones financieras para participar en estos proyectos. El Capítulo 4 es probablemente el más útil para aquellos lectores de fuera de la región. Tiene una sección para cada uno de los siete países centroamericanos, así como para la región como un todo, explicando las circunstancias relevantes para cada país y también proveyendo un listado de contactos útiles. El Capítulo 5 da una breve reseña sobre los mercados internacionales emergentes de carbono. En los Anexos se encuentra información de contacto de las organizaciones que proveen asistencia técnica y financiera.

Esta Guía está publicada en dos versiones separadas en inglés y español. Adicionalmente a la versión impresa, la versión electrónica está disponible en www.sgsica.org/energia

[1] CMNUCC fue adoptado en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y Desarrollo (CNUMAD) celebrada en junio 1992 en Río de Janeiro, Brasil (también conocida como "La Cumbre para la Tierra" o "La Conferencia de Río"). El texto de la Convención se encuentra en www.unfccc.int/resource/docs/convkp/conveng.pdf.

1.4 CMNUCC y el Protocolo de Kyoto

Para mitigar el cambio climático se están desarrollando diferentes marcos de política internacional, nacional y corporativa. En 1992, los gobiernos del mundo adoptaron la CMNUCC. El objetivo crucial de la Convención es estabilizar las concentraciones atmosféricas de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) en niveles que prevengan peligrosas interferencias antropogénicas (inducidas por el ser humano) con el sistema climatológico. La CMNUCC tiene un secretariado permanente (www.unfccc.int) y su cuerpo supremo de toma de decisiones es la Conferencia de las Partes (COP) celebrada anualmente.

La Convención divide a los países en dos grupos principales. El Anexo I de la CMNUCC incluye a los países industrializados relativamente ricos que eran miembros en 1992 de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), así como a países con economías en transición. Todos los demás países miembros de la Convención no incluidos en el Anexo I – mayormente países en desarrollo – son conocidos como los Países No-Anexo I. Los países Anexo I están sujetos a compromisos específicos, tales como adoptar políticas de cambio climático y medir sus emisiones de GEI con el propósito de regresarlas a los niveles que tenían en 1990 para el año 2000, pero esto no es legalmente obligatorio. Esta meta ha sido alcanzada por pocos países Anexo I[2]. A mayo de 2004, la CMNUCC ha sido ratificada por 189 países. Ver el Apéndice I para una lista de los países Anexo I y no-Anexo I.

En 1997, los gobiernos tomaron un paso más adelante y adoptaron el Protocolo de Kyoto a la CMNUCC que abría un nuevo espacio al establecer cumplimientos legalmente obligatorios sobre las emisiones de GEI[3]. Los innovadores mecanismos flexibles del Protocolo de Kyoto – Implementación Conjunta (IC), Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Comercio de Emisiones (ET) – buscan reducir el costo de limitar las reducciones. Los GEI cubiertos por el Protocolo de Kyoto incluyen seis gases, enunciados en la Tabla 1. Es importante notar que contaminantes atmosféricos tradicionales, por ejemplo el óxido de azufre, no son GEI y no entran bajo los acuerdos de cambio climático.

Tabla 1. Los Gases de Efecto Invernadero (GEI) cubiertos por el Protocolo de Kyoto. Las emisiones de varios GEI pueden ser convertidas a emisiones equivalentes de dióxido de carbono al multiplicarlos por el GWP. Los GWP en la tabla están basados en el Segundo Reporte de Evaluación de la IPCC (ver Artículo 5 del Protocolo de Kyoto) y pueden ser ajustados en un futuro. Los GWP están basados en los efectos climáticos de los GEI en un horizonte de 100 años.

Gas de Efecto Invernadero	Potencial de Calentamiento Global (GWP)
Dióxido de Carbono (CO_2)	1
Metano (CH_4)	21
Oxido Nítrico (N_2O)	310
Hidroflurocarbonos (HFCs)	varios gases, diferentes GPS
Perflurocarbonos (PFCs)	varios gases, diferentes GPS
Azufre hexafluoride (SF_6)	23,900

La base del Protocolo de Kyoto es una serie de metas de emisiones legalmente vinculantes para los países industrializados. Éstas llegan a un total de reducir, entre todos los Países Anexo I, al menos 5% de los niveles de 1990 para 2008-2012 (período de compromiso de

2 Ej. Rusia por su reestructuración y recesión económica, Alemania debido a los impactos de la reunificación, y Gran Bretaña que cambio drásticamente de carbón a gas después de 1990.

3 Protocolo de Kyoto a la Convención de Cambio Climático fue adoptada en la 3ra Conferencia de las Partes por la CMNUCC en Kyoto, Japón, en diciembre de 1997. El texto del Protocolo puede encontrarse en www.unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf.

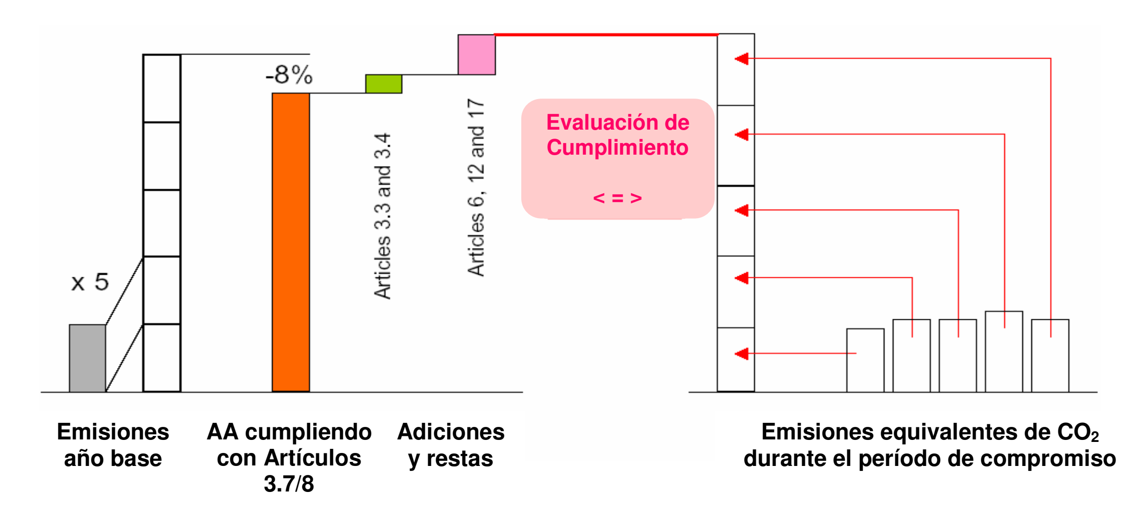
Kyoto). El total de las reducciones está compartido de tal manera que cada País Anexo I tenga sus propias metas de emisiones individuales. Estas metas individuales, las cuales están listadas en el Anexo B del Protocolo, fueron tomadas en Kyoto por medio de una intensa negociación. La Tabla 2 hace un listado de las metas para los países Anexo I.

Tabla 2. Metas de reducción de GEI en el Anexo B del Protocolo de Kyoto.

País	Meta
EU-15, Bulgaria, República Checa, Estonia, Latvia, Liechtenstein, Lituania, Mónaco, Rumania, Eslovaquia, Eslovenia, Suiza	-8%
EEUU	-7%
Canadá, Hungría, Japón, Polonia	-6%
Croacia	-5%
Nueva Zelanda, Federación Rusa, Ucrania	0%
Noruega	1%
Australia	8%
Islandia	10%

Las metas en la Tabla 2 son utilizadas para calcular los Montos Asignados (AAs) para los países Anexo I. Estas son ajustadas sobre la base de los inventarios de cada país. Unidades Específicas de Retiro (RMU) fueron calculadas en la 7a Conferencia de las Partes en Marrakech, Marruecos, en noviembre de 2001, para ser utilizadas en la contabilidad de las llamadas actividades LULUCF. RMUs son emitidas, por ejemplo cuando los bosques de un país actúan como un sumidero de carbono, así más carbono está ligado a la biomasa del que es emitido en un período determinado. La Figura 1 da una idea de la evaluación de cumplimiento bajo el Protocolo de Kyoto.

Figura 1. La Evaluación de Cumplimiento bajo el Protocolo de Kyoto. De acuerdo al Protocolo de Kyoto, los Países Anexo I deben asegurar que sus GEI durante el período de cinco años de Kyoto no exceda el Monto Asignado (AA), con miras a reducir sus emisiones totales por debajo de sus niveles de 1990 en el período de compromiso. AA es calculado de las emisiones del país en el año base 1990. El año base multiplicado por cinco (ya que hay cinco años en el período de compromiso) menos la meta de reducción del Protocolo de Kyoto (ver Tabla 2) es el Monto Asignado del país (barra anaranjada). Esto es ajustado aún más por el Uso de la Tierra, Cambio en Uso de la Tierra y Silvicultura (LULUCF, Artículos 3.3 y 3.4, barra verde). A través del Artículo 6 (Implementación Conjunta), 12 (Mecanismo de Desarrollo Limpio) y 17 (Comercio de Emisiones) los países pueden adquirir o vender sus unidades de cumplimiento (barra rosada). La suma de las emisiones reales durante los cinco años del período de compromiso 2008-12 (lado derecho del diagrama) deberá ser menor o igual al monto final de unidades de cumplimiento en las cuentas del país (lado izquierdo del diagrama).



Fuente: Secretariado de CMNUCC. Los Artículos mencionados se refieren a los del Protocolo de Kyoto.

Antiguos Estados Miembros de la Unión Europea (EU15) tomarán provecho de un esquema bajo el Protocolo, conocido como acuerdo de carga-compartida o la "burbuja", para redistribuir su meta de reducción de -8% entre ellos mismos. Por ejemplo, Finlandia tiene una meta del 0%, Suecia +4%, España +15% y Alemania -21% bajo el acuerdo de la UE. Nuevos Estados Miembros no serán incluidos en el acuerdo de carga-compartida para el período Kyoto 2008-2012. Al momento, parece que los nuevos Estados Miembros pueden estar incluidos dentro de acuerdo de carga-compartida hasta el 2013. Sobre posibles compromisos para períodos subsiguientes, el Protocolo de Kyoto afirma que estos serán establecidos en enmiendas a las metas del Anexo B y los Países Miembros del Protocolo iniciaran la consideración de tales compromisos al menos siete años antes de la finalización del período de compromiso (en 2005 a más tardar).

Para entrar en vigencia, el Protocolo de Kyoto necesita ser ratificado por 55 países incorporando aquellos incluidos en el Anexo I que representaron al menos 55% del total de las emisiones de dióxido de carbono en 1990 de los países incluidos en el Anexo I. Para el 2 de noviembre de 2004, el Protocolo de Kyoto ha sido ratificado por 127 países representando el 44.2% de las emisiones del Anexo I. Su entrada en vigencia depende únicamente de la ratificación de Rusia. El Presidente Vladimir Putin de Rusia firmó la ley federal para ratificar el Protocolo de Kyoto en noviembre de 2004. Esto sigue a la ratificación del Protocolo por el DUMA (22 de octubre) y el Consejo de la Federación (27 de octubre). El paso final en el proceso de ratificación será el depósito del instrumento de ratificación en la Secretaría General de las Naciones Unidas en Nueva York. Esto se espera que ocurra en noviembre de 2004. El Protocolo de Kyoto entraría en vigor 90 días después que el instrumento de ratificación de Rusia ha sido recibido.

2 PROYECTOS MDL

Este capítulo explica las características principales del ciclo de proyecto de MDL con énfasis especial en proyectos de pequeña-escala. Su intención es servir como una simple guía para entender los requisitos de MDL y desarrollar proyectos de alta calidad que cumplan con los criterios de MDL de pequeña-escala.

2.1 ¿Qué es MDL?

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) está definido en el Artículo 12 del Protocolo de Kyoto. El propósito del MDL es:

- Asistir a los Países no-Anexo I (países en desarrollo) para lograr un desarrollo sostenible y contribuir a los objetivos de la CMNUCC; y
- Asistir a los Países Anexo I (países industrializados) en lograr el cumplimiento de sus compromisos en limitaciones y reducciones de emisiones cuantificadas bajo el Protocolo de Kyoto

Los proyectos de energía renovable, eficiencia energética y manejo de desechos son ejemplos de actividades que usualmente reducen las emisiones de GEI y así contribuyen a los esfuerzos globales de mitigar el cambio climático. El MDL hace posible la certificación de las reducciones en emisiones de GEI de proyectos que cumplen con los criterios. La venta de las Reducciones de Emisiones Certificadas (CERs) puede proveer un flujo de caja adicional a los proyectos y mejorar su factibilidad. Los proyectos MDL pueden ser implementados en países en desarrollo que han ratificado el Protocolo de Kyoto.

Los países industrializados pueden usar los resultantes CERs para el cumplimiento de sus compromisos bajo el Protocolo de Kyoto. Los países pueden autorizar la participación de entidades privadas en MDL. Varios regímenes de GEI están emergiendo, donde compañías pueden utilizar los CERs para propósitos de cumplimiento. Por ejemplo, la Unión Europea está preparando un mecanismo que vincule los CERs al Esquema de Comercio de Emisiones de la UE (EU ETS). Las compañías que tienen obligaciones bajo el Esquema de Comercio de Emisiones de la UE podrían adquirir CERs y utilizarlos en el cumplimiento de EU ETS.

Las modalidades y procedimientos para proyectos MDL fueron aprobadas en el 2001 en la 7a Conferencia de las Partes a la CMNUCC en Marrakech, Maruecos[4].

Cuadro 1. Propósito del MDL.

Propósito del MDL
Asistir a los países en desarrollo en lograr un desarrollo sostenible
Asistir a los países industrializados en lograr el cumplimiento de sus compromisos de Kyoto

2.2 Definición de Proyectos MDL a Pequeña-Escala

Es ampliamente reconocido que los proyectos a pequeña-escala se enfrentan a costos de transacción significativos, volviéndolos menos factibles que proyectos a gran-escala. Para poder solucionar esto, se aprobaron modalidades específicas en la 8ª Conferencia de las Partes de la CMNUCC en Nueva Delhi, India[5].

De acuerdo a las reglas de MDL, los proyectos a pequeña-escala pertenecen a tres categorías:

1. Actividades de proyectos de energía renovable con capacidades de salida máximas equivalentes de hasta 15 MW (o el equivalente apropiado);
2. proyectos de mejoramiento de la eficiencia energética que reduzcan el consumo de energía, del lado de la oferta y/o la demanda, hasta por un equivalente de 15 GWh por año; y
3. otras actividades de proyecto que reduzcan las emisiones antropogénicas por fuentes y directamente emitan menos del equivalente a 15 kilotoneladas de dióxido de carbono anualmente.

"Capacidad de salida máxima" se refiere a la capacidad instalada/contabilizada, tal y como está indicado por el fabricante del equipo o planta, sin tomar en cuenta el factor de carga actual de la planta. Para sistemas de cogeneración (como Calefacción y Potencia Combinado, CHP) la suma de todas las formas de salida no deben exceder 45 MW. Por ejemplo, para un sistema de cogeneración basado en biomasa, la capacidad instalada de la caldera no puede exceder 45 MW_{th}.

Otros proyectos en la Categoría 3 pueden incluir por ejemplo, proyectos agrícolas, cambio de combustible, procesos industriales y manejo de desechos. Las emisiones después de la implementación

[4] Decisión 17/CP.7 Modalidades y procedimientos para el mecanismo de desarrollo limpio tal y como están definidas en el Artículo 12 del Protocolo de Kyoto. www.unfccc.int

[5] Decisión 21/CP.8 – Anexo II. Modalidades y procedimientos simplificados para actividades de proyecto MDL a pequeña escala. www.unfccc.int

de un proyecto de MDL deberán ser menores de 15 ktCO_2e.

Las tres categorías de proyectos son mutuamente excluyentes. Si un proyecto a pequeña-escala tiene componentes de las diferentes categorías, cada componente deberá cumplir con los criterios máximos aplicables a cada categoría. Por ejemplo, en un proyecto con ambos componentes de energía renovable y eficiencia energética, el componente de energía renovable deberá cumplir con el criterio para "energía renovable" y el componente de eficiencia energética con el de "eficiencia energética".

Debundling

Debundling significa: fragmentación de una actividad de proyecto grande en partes más pequeñas. Esto se refiere a que un proyecto a pequeña-escala que sea parte de una actividad de un proyecto grande no es elegible para utilizar las reglas simplificadas para proyectos MDL a pequeña-escala. La actividad completa de proyecto o cualquier componente de la actividad en si deberán seguir modalidades y procedimientos regulares de MDL[6].

Cuadro 2. Proyectos MDL a pequeña-escala.

Proyectos MDL a Pequeña-escala
Proyectos pequeños de energía renovable (<15 MW)
Pequeños proyectos de eficiencia energética (ahorro < 15 GWh por año)
Otros pequeños proyectos (emisiones < 15 ktCO_2e por año)

[6] Reglas exactas para determinar debundling pueden hallarse en el sitio oficial de MDL www.cdm.unfccc.int

2.3 Requisitos de Participación para Proyectos MDL

El país anfitrión del proyecto MDL debe ser Miembro del Protocolo de Kyoto. Hasta agosto de 2004, el Protocolo de Kyoto no había entrado en vigencia lo que implica que aún no hay Miembros[7]. La Junta Directiva del MDL (JD MDL) ha clarificado que antes de que el Protocolo de Kyoto entre en vigencia, todos los Miembros de la CMNUCC pueden participar en proyectos MDL. Sin embargo, el registro de un proyecto MDL únicamente puede tomar lugar una vez el país anfitrión haya ratificado el Protocolo de Kyoto. Todos los países Centroamericanos han ratificado el Protocolo de Kyoto y automáticamente se convertirán en Miembros tan pronto como el Protocolo entre en vigencia. Países anfitriones deberán también estar dispuestos a participar voluntariamente en el MDL y deberán haber designado una autoridad nacional para MDL. La Tabla 3 enumera las fechas de ratificación del Protocolo de Kyoto y la Autoridad Nacional Designada (DNA según sus siglas en inglés) para los países Centroamericanos.

[7] Protocolo de Kyoto entra en vigencia cuando 55 países lo hayan ratificado (actualmente hay 127) y cuando países Anexo I que lo hayan ratificado representen 55% de las emisiones combinadas de 1990 de CO_2 (actualmente 44.2%). Rusia ratificó el Protocolo en noviembre de 2004. En la práctica, el Protocolo de Kyoto entra en vigencia probablemente en febrero 2005, 90 días después del depósito oficial del instrumento formal de ratificación de Rusia ante las Naciones Unidas.

Tabla 3. Estatus de la Ratificación del Protocolo de Kyoto en los países centroamericanos. Todos los países han ratificado el Protocolo de Kyoto (Belize ha accedido al Protocolo ya que no era signatario). Actualizaciones oficiales de las Autoridades Nacionales Designadas pueden encontrarse en http://cdm.unfccc.int/DNA

País	Firma	Ratificación	Autoridad Nacional Designada
Belize	-	26 septiembre 2003 (Accesión)	Ministerio de Ambiente (aún no designada oficialmente)
Costa Rica	27 abril 1998	9 agosto 2002	Oficina Costarricense de Implementación Conjunta, Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE)
El Salvador	8 junio 1998	30 noviembre 1998	Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN)
Guatemala	10 julio 1998	5 octubre 1999	Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN, aún no designada oficialmente)
Honduras	25 febrero 1999	19 julio 2000	Secretaría de Estado en el Despacho de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA)
Nicaragua	7 julio 1998	18 noviembre 1999	Oficina Nacional de Desarrollo Limpio y Cambio Climático, Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales (MARENA)
Panamá	8 junio 1998	5 marzo 1999	Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM)

Finlandia ha firmado el Memorando de Entendimiento (MoU) sobre proyectos MDL con El Salvador, Costa Rica y Nicaragua. El MoU puede ser beneficioso en promover el potencial de proyectos MDL en estos países.

2.4 Ciclo de Proyectos MDL

Todos los proyectos MDL deben seguir un ciclo de proyecto especial. Estos deben estar validados y registrados antes que puedan generar Reducciones de Emisiones Certificadas (CERs). La validación es un proceso de evaluación independiente del proyecto y el llevada a cabo por una Entidad Operacional Designada (DOE). Esta evaluación se realiza según los requisitos del MDL con la base en el Documento de Diseño de Proyecto (PDD). El registro es una aceptación formal del proyecto validado como actividad de proyecto MDL por la Junta Directiva del MDL.

Una vez el proyecto haya sido implementado, comienza a generar reducción de emisiones. La reducción de emisiones deben ser constantemente monitoreadas de acuerdo a un plan de monitoreo preestablecido. El monitoreo de reducción de emisiones es entonces verificado y certificado por el DOE. Basado en el reporte de certificación del DOE, la JD MDL instruye al administrador del registro del MDL a emitir una cantidad de CERs que

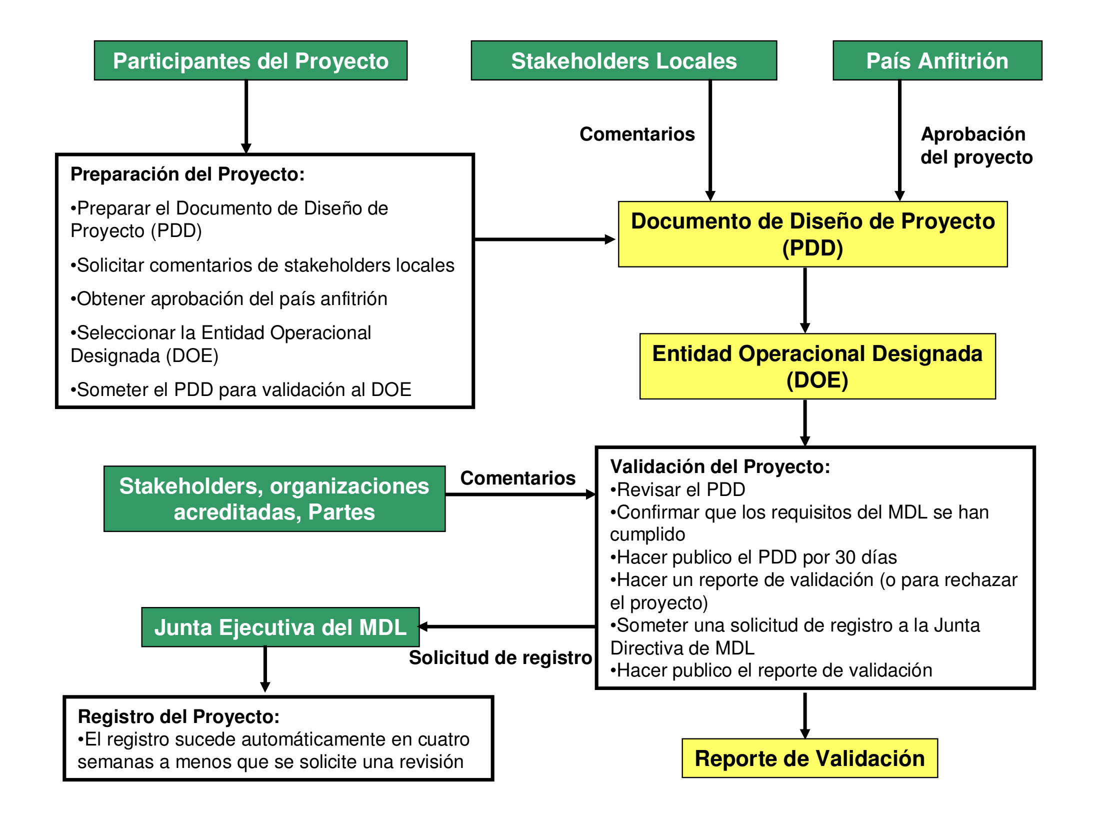
corresponda con la cantidad verificada de reducción de emisiones. Estos CERs, menos ciertas cantidades que son deducidas (ver 2.6.3), son entonces enviados a las cuentas de registro de los participantes del proyecto de acuerdo a su solicitud.

En los siguientes Apartados, el ciclo de proyecto del MDL será explicado paso a paso.

2.5 Preparación, Validación y Registro de Proyecto

La primera fase del ciclo de proyecto del MDL consiste en la preparación, validación y registro del proyecto. Para preparar el proyecto, los participantes deberán interactuar al menos con los actores (stakeholders) locales, la DNA del país anfitrión y el DOE. Como resultado de la preparación, un PDD es completado. El PDD es entonces validado por el DOE. El proyecto validado es finalmente sometido a la JD MDL para registro. La Figura 2 demuestra los pasos en esta parte del ciclo de proyecto.

Figura 2. Pasos necesarios en el ciclo de proyecto temprano de MDL (preparación, validación, y registro)



2.5.1 *Preparación de Proyecto y Aprobación del País Anfitrión*

Bajo cada proyecto MDL, hay una idea de proyecto que puede ser promovida por una comunidad local, un desarrollador de proyecto, una institución gubernamental, un vendedor de equipo y otros. Los pasos iniciales del proyecto MDL no son diferentes a los de cualquier otro proyecto. Se debe contar con un plan de negocios y un estudio de factibilidad, el financiamiento debe ser organizado, etc. El Capítulo 3 de esta Guía presenta algunos temas relacionados al financiamiento de proyectos. Información sobre la preparación de planes de negocio y de estudios de factibilidad para proyectos energéticos en Centroamérica

pueden ser obtenidos de otras fuentes, por ejemplo en el sitio Web de FENERCA www.fenerca.org o bien en www.bun-ca.org

Es bueno tomar en consideración las particularidades especiales del MDL desde el inicio del desarrollo del proyecto. Muchas veces en las fases iniciales del desarrollo del proyecto, se utiliza un Documento de Idea de Proyecto (PIN) o Documento de Concepto de Proyecto (PCN). Mientras que el PIN o el PCN no sean oficialmente parte del ciclo de proyecto de MDL, son útiles para facilitar la discusión y negociaciones entre participantes potenciales del proyecto y la mayoría de los financistas de MDL los utilizan. El PIN contiene aspectos principales del proyecto incluyendo un cálculo preliminar de la reducción en emisiones. Diferentes versiones del PIN existen y los modelos se pueden encontrar por ejemplo en el sitio Web del Programa Piloto Finlandés de MDL/IC global.finland.fi/english/projects/cdm y el sitio Web de la Unidad de Financiamiento de Carbono del Banco Mundial www.carbonfinance.org

Cada proyecto de MDL debe ser aprobado por el país anfitrión. Esto se logra a través de la *Carta de Aprobación* entregada por la DNA del país anfitrión. De acuerdo a las reglas del MDL, la Carta de Aprobación debe contener la siguiente información:

- La DNA aprueba la participación voluntaria del País Anfitrión en el Proyecto de MDL para los propósitos del Artículo 12 del Protocolo de Kyoto;
- un comunicado que exprese que el Proyecto contribuirá con el país anfitrión en alcanzar el desarrollo sostenible; y
- la DNA aprueba el Proyecto como una Actividad de Proyecto MDL y autoriza la participación de los participantes en el Proyecto.

Aparte de estos requisitos mínimos, en la práctica es útil recibir alguna información adicional de la DNA. La siguiente lista contiene algunos puntos que no son requeridos por las reglas del MDL, pero que son útiles para la buena implementación del proyecto[8]:

- El País Anfitrión es Miembro del Protocolo de Kyoto y está en cumplimiento de sus obligaciones bajo el acuerdo;
- el proyecto, tal y como está propuesto, cumple con las leyes nacionales relevantes;
- la DNA reconoce los derechos, título e interés de los Participantes del Proyecto en todas las reducciones en emisiones de GEI generadas por el Proyecto (y cualquier CER que sea creados por el Proyecto);
- cualquier financiamiento público del Proyecto no debe resultar en una desviación de asistencia oficial al desarrollo (si hay financiamiento público involucrado); y
- La DNA cooperará con los Participantes del Proyecto y la JD MDL para facilitar el proceso de MDL y dar asistencia, donde sea necesaria, para la emisión y transferencia de CERs a los Participantes del Proyecto.

Todavía es incierto si cada proyecto MDL también necesita aprobación de un Miembro del Anexo I (un país industrializado). En cualquier caso, una Carta de Aprobación es requerida de cada parte que participa en el proyecto. De tal manera, si un País Anexo I está

[8] El Banco Mundial 2003: Aprobación de Proyectos de MDL por Países Anfitriones. Este documento está disponible en el sitio Web del PFC www.carbonfinance.org/pcf bajo documentos legales y también contiene un modelo de la Carta de Aprobación.

invirtiendo en el proyecto o comprando CERs está por lo tanto incluido como participante del proyecto y por lo tanto, debe proveer una Carta de Aprobación.

2.5.2 Documento de Diseño de Proyecto (PDD)

El documento básico que describe al Proyecto MDL es el Documento de Diseño de Proyecto (PDD). La última versión de formato del PDD está disponible en el sitio Web de CMNUCC: http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents y para proyectos MDL a pequeña-escala, existe un PDD simplificado disponible en el mismo sitio. Las partes del PDD simplificado están listadas en el Cuadro 3.

Cuadro 3. PDD para MDL a pequeña-escala

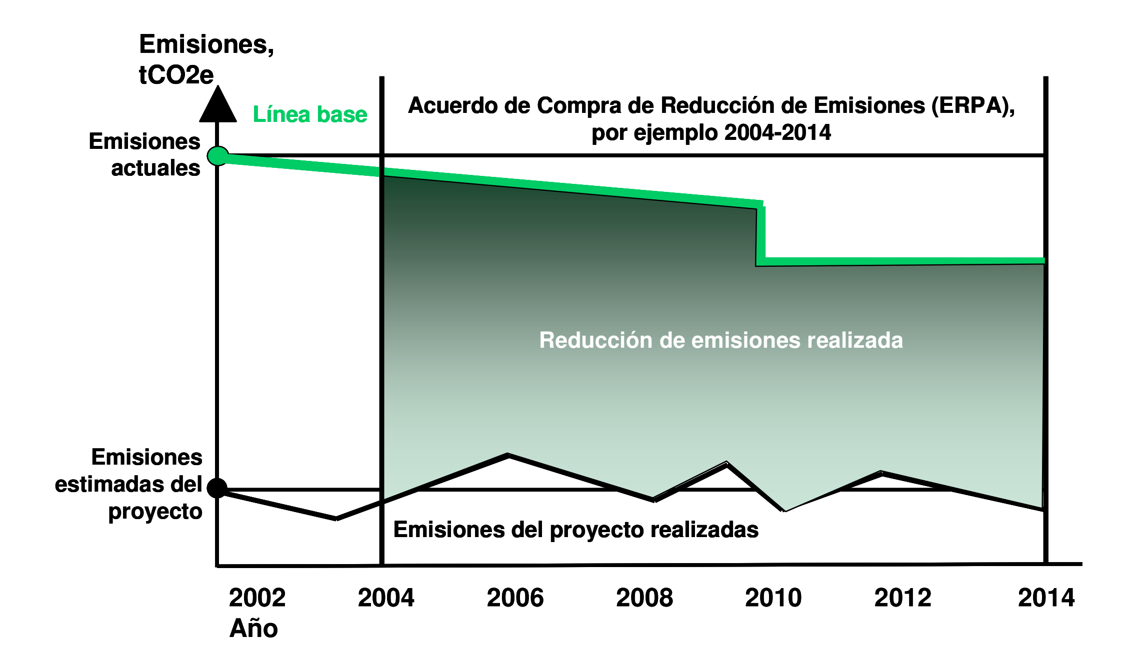
PDD de MDL a Pequeña-Escala
A. Descripción general del proyecto
B. Metodología de línea base
C. Duración del proyecto y período de acreditación
D. Metodología y plan de monitoreo
E. Cálculos de reducción de emisiones de GEI
F. Impactos ambientales
G. Comentarios del Stakeholder
Anexo 1: Participantes del Proyecto
Anexo 2: Información sobre financiamiento público

2.5.3 Metodología de Línea Base

El concepto más importante relacionado con los proyectos MDL es **la línea base del proyecto**. La línea base es el escenario que razonablemente representa las emisiones de GEI que ocurrirían en la ausencia del proyecto MDL. La línea base es una construcción imaginaria de lo que pasaría en el futuro si el proyecto MDL propuesto no se implementara.

La Figura 3 demuestra el concepto de línea base. Las emisiones actuales realizadas del proyecto son comparadas con la línea base la cual es siempre puesta ex-ante. La reducción de emisiones generada por el proyecto es entonces la diferencia de las emisiones de la línea base y las emisiones del proyecto.

Figura 3. Concepto de Línea Base. Línea Base es un desarrollo hipotético de las emisiones si el proyecto no es llevado a cabo. Debe tomar en cuenta la probabilidad de desarrollos futuros, como mejoramientos en eficiencia, inversiones planificadas, etc. Una vez el proyecto es implementado, las emisiones realizadas del proyecto son comparadas con la línea base establecida. La diferencia es la reducción de emisiones que pueden ser acreditadas al proyecto.



Para los proyectos MDL a pequeña-escala, se han establecido líneas base simplificadas para ciertas categorías de proyecto. Estas categorías están listadas en la Tabla 4. Más líneas base simplificadas pueden ser propuestas por los participantes de los proyectos. El grupo de trabajo a pequeña-escala que está siendo establecido bajo la JD MDL puede también proponer nuevas categorías para líneas base simplificadas.

Tabla 4. Categorías para líneas base simplificadas para proyectos MDL a pequeña-escala.

Categorías para líneas base simplificadas para proyectos MDL a pequeña-escala.
TIPO I – PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE
I.A. Generación de energía por el usuario I.B. Energía mecánica para el usuario I.C. Energía térmica para el usuario I.D. Generación de energía renovable conectada a la red
TIPO II – PROYECTOS DE MEJORAMIENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA
II.A. Mejoramientos en eficiencia energética del lado de la oferta – transmisión y distribución II.B. Mejoramientos en eficiencia energética del lado de la oferta – generación II.C. Programas de eficiencia energética del lado de la demanda para tecnologías específicas II.D. Eficiencia energética y medidas de cambio de combustible para complejos industriales II.E. Eficiencia energética y medidas de cambio de combustibles para edificios
TIPO III – OTRAS ACTIVIDADES DE PROYECTO
III.A. Agricultura III.B. Cambio de combustibles fósiles III.C. Reducción de emisiones por vehículos emisores de bajo GEI III.D. Recuperación de metano III.E. Evasión de metano (Una nueva categoría de "Evasión de producción de metano por descomposición de la biomasa a través de la combustión controlada" ha sido añadida recientemente bajo III.E. y se encuentra en http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/014/eb14repan02.pdf)

Fuente: Líneas base indicativas simplificadas y metodologías de monitoreo para ciertas categorías de actividades de proyectos MDL a pequeña-escala. (http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/007/eb7ra06.pdf)

Las líneas base simplificadas pueden encontrarse en el sitio oficial del MDL[9]. Como ejemplo, la categoría I.D. (Generación de energía renovable conectada a la red) es explicada en el siguiente apartado.

Identificar líneas base simplificadas para generación de energías renovables conectadas a la red

Esta categoría incluye pequeños proyectos (<15 MW_e) que ofertan electricidad generada por fuentes renovables (Ej. hidro, biomasa, eólica, geotérmica) a un sistema de distribución. El sistema debe ser (o habría sido sin el proyecto de MDL) suplido por al menos un combustible fósil o una unidad generadora a base de combustión de biomasa no-renovable.

Para un sistema aislado donde todas las unidades generadoras a base de combustión de combustible fósil, utilizan aceite o diesel, la línea base es la electricidad anual generada por el proyecto renovable (en kWh) por el coeficiente de emisión para una unidad generadora moderna de diesel de la capacidad operativa relevante a un nivel de carga óptima. Estos sistemas incluyen, por ejemplo, mini-redes con generadores de diesel. Los factores de emisiones a ser utilizados están en la Tabla 5.

9 Línea base indicativa simplificada y metodologías de monitoreo para categorías de actividades de proyecto a pequeña-escala de MDL. http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/007/eb7ra06.pdf

Tabla 5. Factores de emisión utilizados en la determinación de líneas base en pequeños sistemas aislados.

Factores de emisión para pequeños sistemas generadores de diesel, kgCO_2e/kWh			
Caso:	Mini-red con servicio de 24 horas	Mini-red con servicio temporal (4-6 horas/día) Aplicaciones productivas Bombas de agua	Mini-red con almacenaje
Factor de carga:	25%	50%	100%
< 15kW	2.4	1.4	1.2
≥ 15kW y <35 kW	1.9	1.3	1.1
≥ 35 kW y <135 kW	1.3	1.0	1.0
≥ 135 kW y < 200 kW	0.9	0.8	0.8
> 200 kW	0.8	0.8	0.8

Fuente: Línea base indicativa simplificada y metodologías de monitoreo para categorías de actividades de proyecto a pequeña-escala de MDL. http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/007/eb7ra06.pdf

Para todos los sistemas, incluyendo proyectos de energía renovable que suplen electricidad a la red nacional, la línea base es calculada de la siguiente manera. La línea base es la electricidad generada anualmente por el proyecto renovable (en kWh) multiplicado por el coeficiente de emisión (en kgCO_2e/kWh). El coeficiente de emisión es calculado ya sea como:

- el promedio del "margen de operación aproximado" y el "margen de construcción"; o
- el "promedio ponderado de emisión" de la actual mezcla de generación.

El "margen aproximado de operación" es el promedio ponderado de emisión (en tCO_2e/MWh) de todas las fuentes generadoras sirviendo al sistema, excluyendo generación hidro, geotérmica, eólica, biomasa de bajo costo, nuclear y solar. El "margen de construcción" es el promedio ponderado de emisiones de las recientes adiciones de capacidad al sistema, definido como el más bajo del 20% más reciente de las instalaciones construidas o las 5 instalaciones más recientes.

El siguiente ejemplo ilustra el cálculo.

Ejemplo 1: Una planta hidroeléctrica pequeña de 5 MW será construida en una comunidad rural aislada. La electricidad es actualmente suplida por un generador pequeño de diesel de 500kW, que opera las 24 horas del día. De la Tabla 5 vemos que el factor de carga correspondiente a una mini-red de 24 horas está estimado en 25%. El factor de emisión para el generador es por consiguiente 0.8 kgCO_2e/kWh o 0.8 tCO_2e/MWh (>200kW). Nuestra planta hidroeléctrica tiene un factor de carga estimado de 68% (6,000h en capacidad pico). La producción anual de energía renovable es entonces 5 MW x 6,000 h = 30,000 MWh, y la reducción en emisiones anuales de 30,000MWh x 0.8 tCO_2e/MWh = 24,000 tCO_2e.

Ejemplo 2: La misma planta hidroeléctrica de 5 MW será construida pero esta vez conectada a la red nacional. La electricidad generada en la red nacional es actualmente producida de la siguiente manera:

- 40% hidroeléctrica (0 tCO_2e/MWh)

- 50% diesel (0.7 tCO_2e/MWh)
- 10% gas natural CC (0.4 tCO_2e/MWh)

El promedio ponderado de emisiones es entonces 50% x 0.7 + 10% x 0.4 = 0.39 tCO_2e/MWh.

El margen aproximado de operaciones es 83% x 0.7 + 17% x 0.4 = 0.65 tCO_2e/MWh (excluyendo la hidroeléctrica ya que se asume ser la carga base).

Si la última planta construida en el país es de gas natural en ciclo combinado, el margen de construcción sería 0.4 CO_2e/MWh. El promedio del margen de operación aproximado y el margen de construcción sería (0.65+0.4)/2 = 0.53 tCO_2e/MWh.

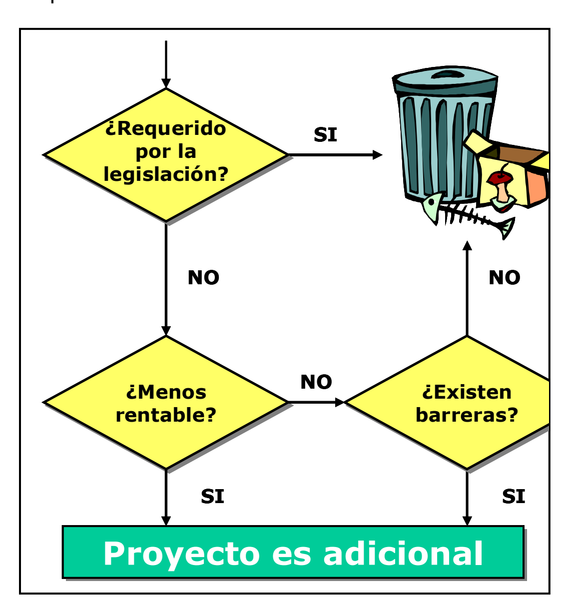
Si la planta tiene un factor de carga de 68% (6000 h a carga pico) como en nuestro ejemplo anterior, la reducción de emisiones sería 30,000 MWh x 0.53 tCO_2e/MWh = 15,900 tCO_2e/año.

2.5.4 Adicionalidad

Los proyectos MDL deben ser adicionales. Esto significa que las emisiones de GEI deben ser reducidas por debajo de las que serían generadas en la ausencia del proyecto MDL registrado. En otras palabras, proyectos que serían implementados de todas maneras, aún en la ausencia de MDL, no podrían obtener reducción de emisiones.

La Figura 4 da una idea general sobre los requisitos de adicionalidad. Por ejemplo, un proyecto que es requerido por la legislación nacional generalmente no es considerado adicional. Como ejemplo, un proyecto MDL típico sería la captura de metano de un relleno sanitario. Sin embargo, si la captura es requerida por la legislación nacional del país anfitrión, el proyecto generalmente no sería considerado adicional a menos que el desempeño del proyecto claramente exceda los requisitos mínimos de la legislación. Por otro lado, un proyecto de energía renovable que es menos rentable para los inversionistas que una alternativa basada en combustibles fósiles (cuando los ingresos de esa venta de CERs no está tomada en consideración), potencialmente pasaría el examen de adicionalidad[10]

Figura 4. Presentación esquemática de los requisitos de adicionalidad.



Para los proyectos de MDL a pequeña-escala, los requisitos de adicionalidad están en cierta manera simplificados. Los proyectos de MDL a pequeña-escala son considerados adicionales si los participantes son capaces de demostrar que el proyecto no habría sido implementado en la ausencia del MDL, dada la existencia de una o más de las siguientes barreras:

- **Barreras de inversión:** una alternativa al proyecto MDL financieramente más viable que hubiera resultado en más emisiones;

[10] La Junta Directiva de la MDL está desarrollando actualmente una herramienta que puede ser utilizada para examinar la adicionalidad. El borrador se encuentra en: http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan3.pdf

- **Barrera tecnológica:** una alternativa al proyecto menos avanzada tecnológicamente involucra menor riesgo y hubiera resultado en más emisiones;
- **Barreras por la práctica predominante:** práctica predominante o requisitos regulatorios existentes hubieran llevado a una alternativa con emisiones más altas;
- **Otras barreras:** barreras institucionales, información o capacidad organizacional limitada, recursos financieros restringidos, u otras razones identificadas por los participantes del proyecto demuestran que las emisiones hubieran sido mayores sin el proyecto de MDL.

2.5.5 Período de Acreditación y Duración del Proyecto

El Protocolo de Kyoto declara que la Reducción de Emisiones Certificada obtenida del año 2000 en adelante puede ser utilizada para cumplimiento (ver Anexo I, punto 10). El problema que resultó del hecho que el Protocolo de Kyoto aún no ha entrado en vigencia fue resuelto en los Acuerdos de Marrakech a través de las llamadas provisiones de acción temprana. Esto significa que el MDL no funcionará bajo la CMNUCC hasta que el Protocolo de Kyoto entre en vigencia. También se decidió que los proyectos de MDL que comenzaron a partir del año 2000 pueden obtener CERs si son sometidos a registro antes del 31 de diciembre de 2005.

El **período de acreditación** (por ejemplo, el período durante el cual el proyecto genera CERs) para estos proyectos puede comenzar antes del registro pero no antes del 1 de enero del 2000. Los proyectos que hayan comenzado después del primer registro de un proyecto de MDL y proyectos que son registrados después del 31 de diciembre de 2005 pueden generar CERs únicamente después de la fecha de registro[11].

La fecha de comienzo de un proyecto de MDL es la fecha en la cual la implementación o la construcción o la verdadera acción de la actividad del proyecto hayan comenzado. Actividades de proyecto comenzadas entre el 1 de enero de 2000 y el primer registro de un proyecto de MDL por la JD MDL, deben proveer documentación al momento de registro demostrando que la fecha de inicio cae en este período.

Los participantes de un proyecto de MDL pueden escoger un período de acreditación de 10-años sin opción de renovación, o un período de línea base de siete-años que pudiera ser renovado a lo sumo dos veces (3x7 años = 21 años). En cada renovación, un DOE debe determinar que la línea base original sigue siendo valida o ha sido actualizada tomando en cuenta la nueva fecha, donde esto sea aplicable.

En otras palabras, una línea base de 10-años no tiene riesgos, ya que no es cambiable una vez ésta haya sido validada. Por otro lado, una línea base de siete-años renovable puede producir CERs por un período de tiempo más largo (14 ó 21 años), siempre y cuando la línea base original se mantenga valida o cambie muy poco. Sin embargo, existe un riesgo de que después de siete años el proyecto se haya convertido en el accionar normal y la revalidación determine que ya no es adicional.

En nuestro Ejemplo 2 en el Capítulo 2.5.3, los participantes del proyecto

11 El texto en los creditos iniciales en los acuerdos de Marrakech fue modificado en Milán en la COP9 para clarificar. El primer registro de un proyecto MDL se espera que sea a finales del 2004.

pueden escoger usar la línea base calculada 0.53 tCO_2e/MWh por un período de 10 años. Alternativamente, pueden escoger por una línea base de 3 x 7 años usando 0.53 tCO_2e/MWh para 7 años, después de lo cual la línea base deberá ser recalculada basada en la situación actual de la red eléctrica en ese momento.

2.5.6 Plan y Metodología de Monitoreo

Cuando un proyecto MDL ha sido implementado, debe ser sistemáticamente monitoreado por el período entero de acreditación para que la reducción de emisiones reales pueda ser calculada. Los participantes del proyecto deben incluir un plan de monitoreo en el PDD. EL plan de monitoreo indica como sería recolectada y archivada la informació de manera que se pueda:

- Estimar las emisiones del proyecto;
- determinar la línea base del proyecto; y
- calcular la reducción de emisiones y posibles fugas del proyecto.

El plan de monitoreo debe reflejar una buena práctica de monitoreo y ser apropiado a las circunstancias del proyecto. Los participantes del proyecto son responsables de la implementación del plan de monitoreo contenido en el PDD. Ellos deben archivar la información relevante monitoreada y reportarlo al DOE.

Fuga significa que cambios en emisiones que ocurran fuera de los límites, son medibles y causadas por el proyecto. Por ejemplo, si un equipo de segunda mano transferido de otro lugar es utilizado en un proyecto de MDL, las emisiones pueden aumentar en el sitio original del equipo y el impacto de la fuga debe ser tomado en consideración. En proyectos de biomasa, las fugas pueden significar aumento en la deforestación y esto debe ser abordado en el PDD.

Modalidades y procedimientos simplificados para actividades de proyectos MDL a pequeña-escala también incluyen metodologías de monitoreo simplificadas, incluyendo consideraciones de fugas. Por ejemplo, en el caso de la generación de energía renovable conectada a la red, el monitoreo consistirá en contabilizar la energía generada por el proyecto. En el caso de una cogeneración de biomasa con combustible fósil, la cantidad de biomasa y su contenido energético debe ser también monitoreada.

La siguiente tabla específica la información mínima que debe ser proporcionada como información monitoreada y debe ser incluida en el PDD.

Tabla 6. Información de monitoreo a ser proporcionada en el Documento de Diseño del Proyecto. Se deben dar dos ejemplos de diferentes tipos de información (data).

Nº ID	Tipo de data	Data variable	Unidad de data	Medida, calculada o estimada (M, C, E)	Frecuencia de grabación	Proporción de la data a ser monitoreada	Archivo (electrónico / papel)	Por cuanto tiempo es guardada	Comentario
1	Cualitativa	Origen de la biomasa	Proveedor de combustible, nombre y ubicación	E	Semanal	100%	Electrónica	Mínimo de 2 años después de la última emisión de CERs	El gerente indica el origen del combustible del libro de contabilidad de combustible
2	Cuantitativa	Electricidad a la red	GWh	M	Mensual	100%	Electrónica	Mínimo de 2 años después de la última emisión de CERs	Data medida por un operador de la red

2.5.7 Impactos Ambientales

Uno de los dos objetivos principales del MDL es contribuir hacia el desarrollo sostenible del país anfitrión. Es por ello que es importante el estudio de los impactos ambientales del proyecto de MDL. El país anfitrión tiene el derecho y la responsabilidad de definir sus metas de desarrollo sostenible. Los participantes del proyecto deben someter al DOE la documentación del estudio de los impactos ambientales del proyecto si esto es requerido por el país anfitrión, por ejemplo, por la legislación ambiental nacional o como parte del procedimiento de aprobación del MDL.

2.5.8 Comentarios de los Stakeholderes

La participación pública puede ser considerada esencial para la sostenibilidad social del proyecto y es una parte importante del ciclo de proyecto de MDL. Los participantes del proyecto deben solicitar comentarios de los stakeholders locales e incluir en el PDD un resumen de los comentarios recibidos y una explicación de cómo fueron estos tomados en consideración.

La participación pública en proyectos industriales está siendo cada vez más incorporada en las legislaciones y regulaciones nacionales y locales; la opinión de los stakeholders usualmente es solicitada antes de darle a un proyecto el permiso ambiental o de construcción. En muchos casos los requisitos del MDL para los comentarios de los stakeholders pueden ser integrados en este proceso. Sin embargo, es importante notar que las modalidades del MDL requieren comentarios de stakeholders locales para cualquier requisito nacional.

2.5.9 Validación y Registro del Proyecto

La **Validación** es la evaluación independiente del proyecto por el DOE según los requisitos del MDL. Los participantes del proyecto deberán seleccionar y contratar una entidad operacional para validar su propuesta de proyecto MDL. Desde el 13 de septiembre de 2004, cuatro entidades operacionales han sido designadas. Diferentes DOE tienen diferentes enfoques sectoriales; al escribir esto, únicamente dos DOE estaban acreditadas

para proyectos relacionados con energía[12]. Veinticinco entidades han aplicado para ser acreditadas (las llamadas entidades postulantes o AE). Las entidades postulantes pueden validar proyectos durante su proceso de aplicación[13]. La JD MDL mantiene una lista de todas las entidades operacionales designadas y de las entidades postulantes en su sitio Web y es bueno revisar su situación actual en http://cdm.unfccc.int/DOE/.

El DOE seleccionado para validar (o el validador) deberá revisar el PDD y cualquier documentación de soporte (por ejemplo, estudio de impacto ambiental, comentario de stakeholders locales, documentación técnica del proyecto) y confirmar que los requisitos del MDL han sido cumplidos. El validador deberá también recibir una propuesta escrita de participación voluntaria (Carta de Aprobación, ver 2.5.1) de la DNA al país anfitrión. La aprobación deberá incluir confirmación que el proyecto contriuye con el país anfitrión en alcanzar el desarrollo sostenible[14].

El validador hace público el PDD por un período de 30 días. Durante ese período, las Partes del Protocolo de Kyoto, stakeholders y organizaciones que sean observadores acreditados de la CMNUCC pueden hacer comentarios sobre el PDD. Los PDD disponibles para comentarios públicos pueden encontrarse en el sitio Web de la CDM http://cdm.unfccc.int/Validation/publicPDD. A fines de agosto de 2004, 41 PDD habían sido puestos a disposición del público, de los cuales 24 eran proyectos a pequeña-escala (ver Tabla 7 para una lista de los proyectos a pequeña-escala relacionados con energía renovable).

Los participantes de proyecto deberán indicar claramente cualquier **información confidencial** como tal, de manera que se evite su publicación. De acuerdo a las reglas del MDL, la información utilizada para determinar adicionalidad, para describir la metodología de línea base y para apoyar el estudio de impacto ambiental puede no ser considerado confidencial.

[12] Det Norske Veritas Certification Ltd. y TÜV Industrie Service GmbH.

[13] Si la entidad postulante no logra ser acreditada por la Junta Directiva del MDL, la validación se vuelve inválida. Es importante tomar esto en consideración cuando se haga el contrato con el validador.

[14] La aprobación escrita es también requerida por cualquier país que sea Parte del Protocolo de Kyoto y participe en el proyecto, por ejemplo, países Anexo I que comprarán la reducción de emisiones.

Tabla 7. Proyectos de MDL de energía renovable a pequeña-escala públicamente disponibles a partir de septiembre 2004. Están disponibles 41 PDD, de los cuales 24 eran proyectos a pequeña-escala. De los 20 proyectos a pequeña-escala, relacionados con energía renovable, 65% estaban en Latinoamérica.

Nombre del Proyecto	País	Participantes del Proyecto
Clarion 12 MW (Bruto) Proyecto de Energía con Fuentes Renovables de Biomasa	India	Clarion Power Corporation Limited
Proyecto Renovable UTE Barreiro S.A.	Brasil	V&M do Brazil S.A., EcoSecurities Ltd.
Iran biomass electricity generation project	Irán	n.a.
Hidroeléctrica Candelaria	Guatemala	Hidroeléctrica Secacao S.A., MGM International, Inc., Electric Power Development Co, Ltd.
Generación con Energía Eólica en Tamil Nadu	India	Suzlon Energy Limited, Ecofys
Proyecto Hidroelétrico Aquarius	Brasil	CASE, MGM International, Inc., Negawatt, Electric Power Development Co., Ltd.
Proyecto de Energía con Biomasa Bumibiopower	Malasia	Bumibiopower Sdn. Bhd., Mitsubishi Securities
Proyecto Hidroeléctrico Trojes	México	Impulsora Nacional de Electricidad S.A. de C.V., Corporación Mexicana de Hidroelectricidad S.A. de C.V., Scudder Latin American Power Fund, PCF
Proyecto Hidroeléctrico Benito Juárez	México	Idem
Proyecto Hidroeléctrico Chilatán	México	Impulsora Nacional de Electricidad S.A. de C.V., Corporación Mexicana de Hidroelectricidad S.A. de C.V., Scudder Latin American Power Fund, PCF
Proyecto de Bioenergía Kunak	Malasia	TSH Bio-Energy Sdn. Bhd., Danish Energy Management A/S
Proyecto MDL de Mini Central Hidroeléctrica del e7 en Bhutan	Bhutan	n.a.
Proyecto de Mini Central Hidroeléctirca CECECAPA	Honduras	COMGELSA, AHPPER, (Programa Finlandés de MDL)
Proyecto de Mini Central Hidroeléctrica Yojoa	Honduras	HIDROYOJOA, AHPPER, (Programa Finlandés de MDL)
Proyecto de Mini Central Hidroeléctrica Río Blanco	Honduras	SHRB, AHPPER, (Programa Finlandés de MDL)
Proyecto de Mini Central Hidroeléctrica Zacapa	Honduras	CENIT S.A., AHPPER, (Programa Finlandés de MDL)
Plantas de Energía basadas en 9 gasificadores de biomasa, totalizando 2.25 MW	India	Women for Sustainable Development
Proyecto de Mini Central Hidroeléctrica La Esperanza	Honduras	Consorcio de Inversiones S.A., 2E Carbon Access, CDCF
Proyectos de Mini Central Hidroeléctrica Cortecito y San Carlos	Honduras	BCIE, 2E Carbon Access
Proyecto de Mini Central Hidroeléctrica Cuyamapa	Honduras	ENETRAN, BCIE, 2E Carbon Access

Fuente: http://cdm.unfccc.int/Validation/publicPDD.

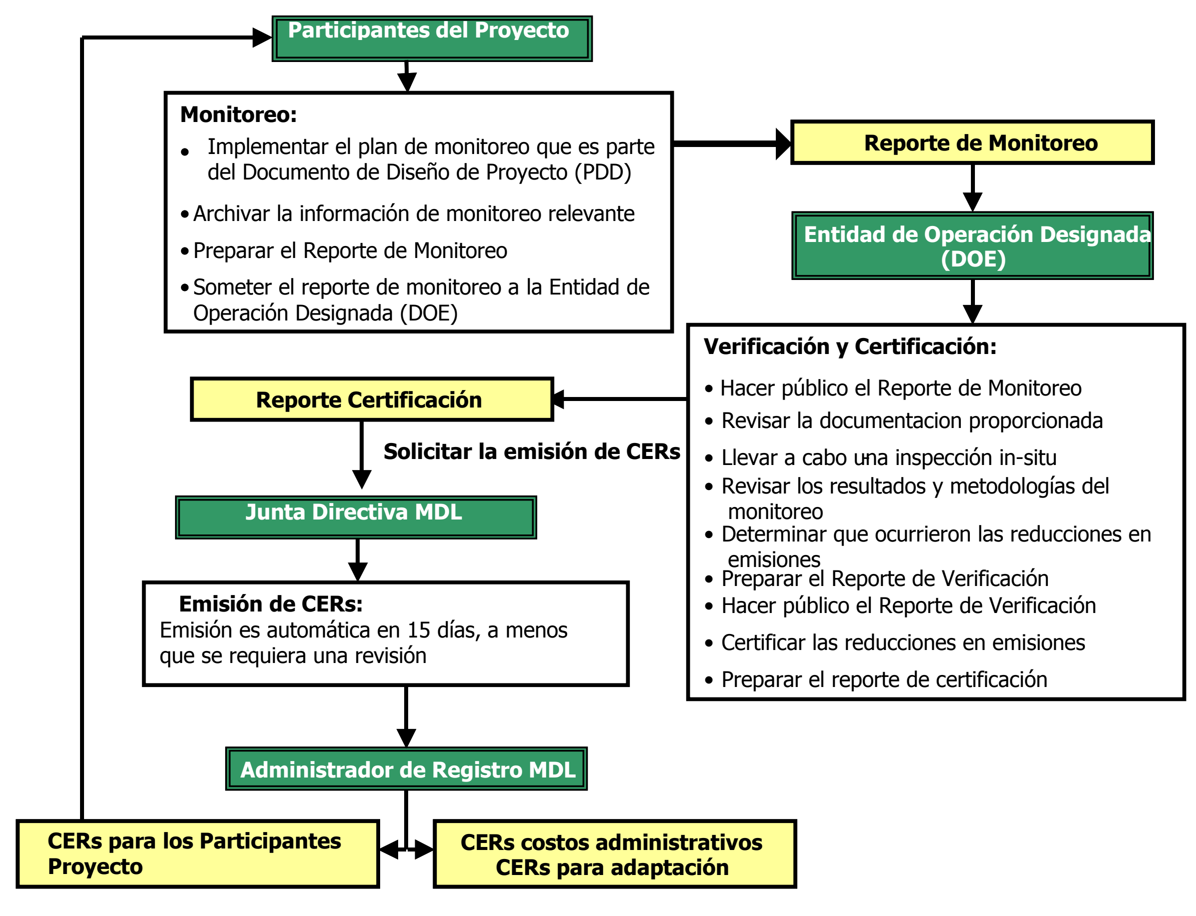
El **Registro** es la aceptación formal de un proyecto validado por la JD MDL. El registro es un prerrequisito para la verificación, certificación y emisión de CERs relacionado con el proyecto. A principios de septiembre de 2004, dos proyectos fueron sometidos para registro (ver http://cdm.unfccc.int/Projects para una lista actualizada). El registro es automático, a menos que se solicite una revisión por la Parte involucrada en el proyecto o al menos tres miembros del JD MDL. Se espera que los primeros proyectos de MDL sean registrados a finales del 2004. Para los costos de registro, ver Tabla 8.

El procedimiento para validación y registro evolucionan a medida que el JD MDL continua trabajando. Los últimos procedimientos se encuentran en Internet en http://cdm.unfccc.int/Reference/Procedures.

2.6 Fase de Implementación del Proyecto

Una vez el proyecto MDL ha sido registrado, construido y comisionado, la fase de implementación del proyecto comienza. Las reducciones de emisiones generadas por el proyecto deben ser **monitoreadas**. Las reducciones de emisiones monitoreadas deben ser **verificadas** y **certificadas** por el DOE. Basado en el reporte de certificación, la JD MDL **emitirá** los correspondientes CERs, los cual son entonces enviados a los participantes del proyecto de acuerdo a sus instrucciones. La Figura 5 describe la fase de implementación del proyecto MDL. En las siguientes secciones, cada paso será brevemente explicado.

Figura 5. Fase de implementacion del proyecto MDL.



2.6.1 Monitoreo

El monitoreo es la vigilancia y medición sistemática del rendimiento del proyecto, lo cual hace posible medir o calcular la cantidad de reducción de emisiones que el proyecto genera. El monitoreo es la responsabilidad de los participantes del proyecto y debe ser llevado acabo de acuerdo al plan de monitoreo registrado en el PDD (ver el Capítulo 2.5.6).

La actividad de monitoreo más típica en un proyecto de energía renovable es la medición de la generación de energía. Normalmente, la línea base de un proyecto de energía renovable es

definida en términos de toneladas de CO_2 reducidas por energía producida. Por ejemplo, cada megawatt hora (MWh) de electricidad generada por una turbina eólica podría reemplazar otra capacidad de generación en la red y reducir las emisiones de CO_2 por una cierta cantidad. La cantidad actual de reducción de emisiones generada es entonces proporcional a la cantidad de electricidad producida por el generador (si el viento no sopla, las emisiones no son reducidas). Es por ello que es esencial saber la cantidad exacta de electricidad producida cada año para estimar la reducción de emisiones generada durante ese mismo año.

La información monitoreada debe ser archivada ya sea en papel o en forma electrónica, tal y como es descrito en el plan de monitoreo. El reporte de monitoreo es preparado sobre la base de esta información y sometido al DOE. El reporte de monitoreo es el documento fundamental, en el cual los siguientes pasos del ciclo del proyecto están basados.

2.6.2 Verificación y Certificación

La **verificación** es la revisión periódica independiente y determinación de las reducciones de emisiones monitoreadas que han ocurrido como resultado del proyecto MDL durante el período de verificación. La verificación es realizada por la DOE. La duración del período de verificación no está definida por las reglas de MDL; muy seguido, la verificación es realizada anualmente[15]. En un proyecto MDL a pequeña-escala, es posible usar la misma DOE para validación (ver Capítulo 2.5.9) y verificación; en proyectos más grandes, diferentes entidades deben ser utilizadas.

La DOE que lleve acabo la verificación deberá:

- Hacer público el reporte de monitoreo[16];
- Determinar si la documentación proporcionada está en acuerdo con el PDD;
- Llevar acabo una inspección in-situ cuando sea apropiado;
- Revisar los resultados del monitoreo y la aplicación de las metodologías;
- Determinar la cantidad de reducción de emisiones; y
- Proporcionar un reporte de verificación a los participantes del proyecto, las Partes involucradas y la Junta Directiva del MDL

La **certificación** es una garantía escrita de la DOE que durante un período de tiempo específico, el proyecto MDL alcanzó las reducciones de emisiones verificadas. La DOE prepara el Reporte de Certificación basado en el Reporte de Verificación. El Reporte de Certificación también es hecho público. El Reporte de Certificación es sometido a la JD MDL y es una solicitud formal de emisión de CERs.

2.6.3 Emisión de Reducción Certificadas

La emisión de CERs ocurre automáticamente 15 días después de que la JD MDL ha recibido el Reporte de Certificación, a menos que se solicite una revisión. (Una Parte involucrada en el proyecto o al menos tres miembros de la JD MDL tienen el derecho de solicitar una revisión).

El **Administrador de Registro** de MDL trabaja bajo la autoridad de la Junta Directiva. Si una revisión no es solicitada, el Administrador de Registro emite una cantidad de CERs especificada en el Reporte de Certificación, a una cuenta de la Junta Directiva en el Registro de MDL. De esa cuenta:

---

[15] Una verificación menos frecuente es una manera de reducir costos de transacción. Usualmente la frecuencia de la verificación necesaria es definida en el ERPA.

[16] Para información confidencial, ver Capítulo 2.5.9.

- Un 2% será reenviado a una cuenta especial para asistir a países en desarrollo particularmente vulnerables a los impactos del cambio climático, para ayudar a reunir los costos de adaptación;
- Una porción, aún por definir, será reenviada a una cuenta especial para cubrir los costos administrativos[17]; y
- El resto de CERs será reenviado a una cuenta de las Partes y participantes del proyecto de acuerdo a su solicitud.

La JD MDL y el Secretariado de la CMNUCC están actualmente trabajando en el Registro del MDL. La primera versión del Registro deberá estar operando a finales de noviembre de 2004. El Registro tendrá cuentas para todas las Partes No-Anexo I. Hasta que el registro de la transacción internacional haga posible la transferencia de CERs a los registros nacionales de las Partes del Anexo I (esperado para junio de 2005), las Partes del Anexo I tendrán también cuentas temporales en el Registro de MDL.

2.7 Venta de la Reducción de Emisiones

Desde el punto de vista del desarrollador de proyecto, el propósito del MDL es mejorar la factibilidad del proyecto al proveer ingresos adicionales. Lo obtenido de la venta de la reducción de emisiones puede ser visto como una internalización global de los beneficios ambientales generados por el proyecto. El proyecto reduce las emisiones de GEI ya sea directa o indirectamente, y a este beneficio se le puede poner un precio en los mercados internacionales emergentes de carbóno[18].

El proyecto se puede beneficiar de la venta de CERs en varias formas. Usualmente, el flujo de caja de un proyecto se mejora por la venta de los CERs a través de un **Acuerdo de Compra de Reducción de Emisiones** (**ERPA)** a largo-plazo. Los ERPA están usualmente basados en un principio de pago-por-entrega, en otras palabras, el comprador paga por los CERs sobre el tiempo de acreditación del proyecto cuando los recibe. La Asociación Internacional de Comercio de Emisiones (IETA) ha preparado recientemente un modelo de ERPA para MDL. Este útil documento puede encontrarse en el sitio Web de IETA www.ieta.org

Firmar un ERPA en términos de moneda dura con un inversionista internacional digno de confianza puede también facilitar las negociaciones con los financiadores y así hacer el cierre financiero del proyecto más fácilmente. Algunas veces el comprador de CERs está dispuesto también a proveer un pago inicial. Naturalmente una tasa de descuento es aplicada cuando los fondos están disponibles de una vez; usualmente una garantía es requerida por pagos al inicio, lo cual puede resultar costoso.

2.7.1 Precios y Riesgos

Los proyectos pueden vender reducciones de emisiones que estén certificadas o no. Las reducciones que se esperan estén en cumplimiento de Kyoto son más costosas que aquellas que no lo están. Las reducciones de emisiones No-Kyoto pueden ser utilizadas, por ejemplo, como emisiones de desplazamiento voluntario o con sistemas de cumplimiento No-Kyoto (Ver Capítulo 5 para una descripción de mercados de carbono No-Kyoto). La distribución de riesgo entre comprador y vendedor tiene también impactos en el precio de la reducción de

17 Ver Capítulo 2.8 para más información.

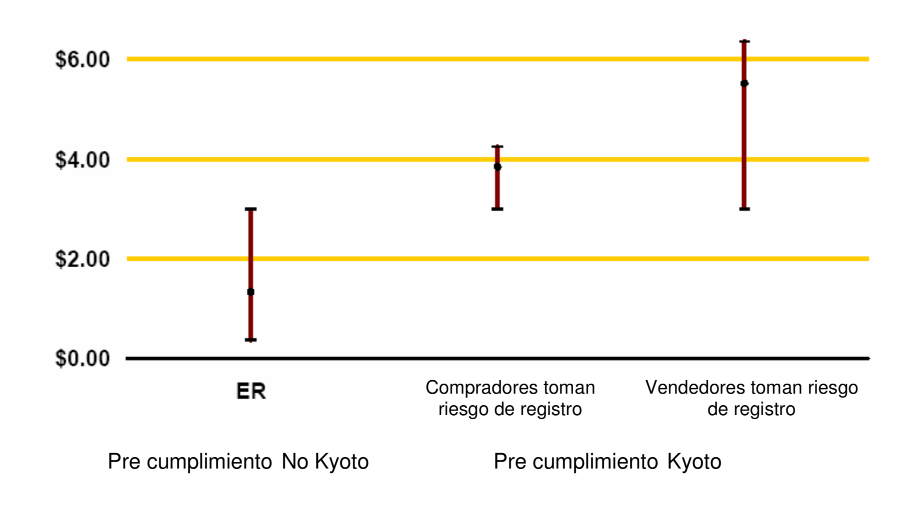
18 Para más información sobre mercados internacionales de carbono, ver Capítulo 5.

emisiones. Entre más altos los costos que el comprador está dispuesto a asumir, más alto el precio que puede esperar obtener de un CER (Ver Figura 6).

Basado en la experiencia del Banco Mundial, otros determinantes clave son[19]:

- Credibilidad y experiencia del desarrrolador del proyecto y de la viabilidad del mismo;
- confianza en la calidad del manejo de los activos de carbono y de la entrega de los CERs por la vida del proyecto;
- estructura del contrato (Ej. Contratos spot vs. Futuro, así como cantidad de pago inicial, tasa de descuento aplicada en caso de pago en el momento) incluyendo obligaciones que el vendedor esté dispuesto a tomar en el caso que falle la entrega de los compromisos del contrato;
- período de los CERs, ya que sólo algunos períodos son elegibles para cumplir con las obligaciones;
- costo de la validación y potencial de certificación
- apoyo del país anfitrión y deseo de cooperar, y
- beneficios ambientales y sociales adicionales.

Figura 6. Impacto del cumplimiento de Kyoto y el riesgo de distribución en el precio de las reducciones de emisiones de proyectos en 2003-04 (US$ por tCO_2e).



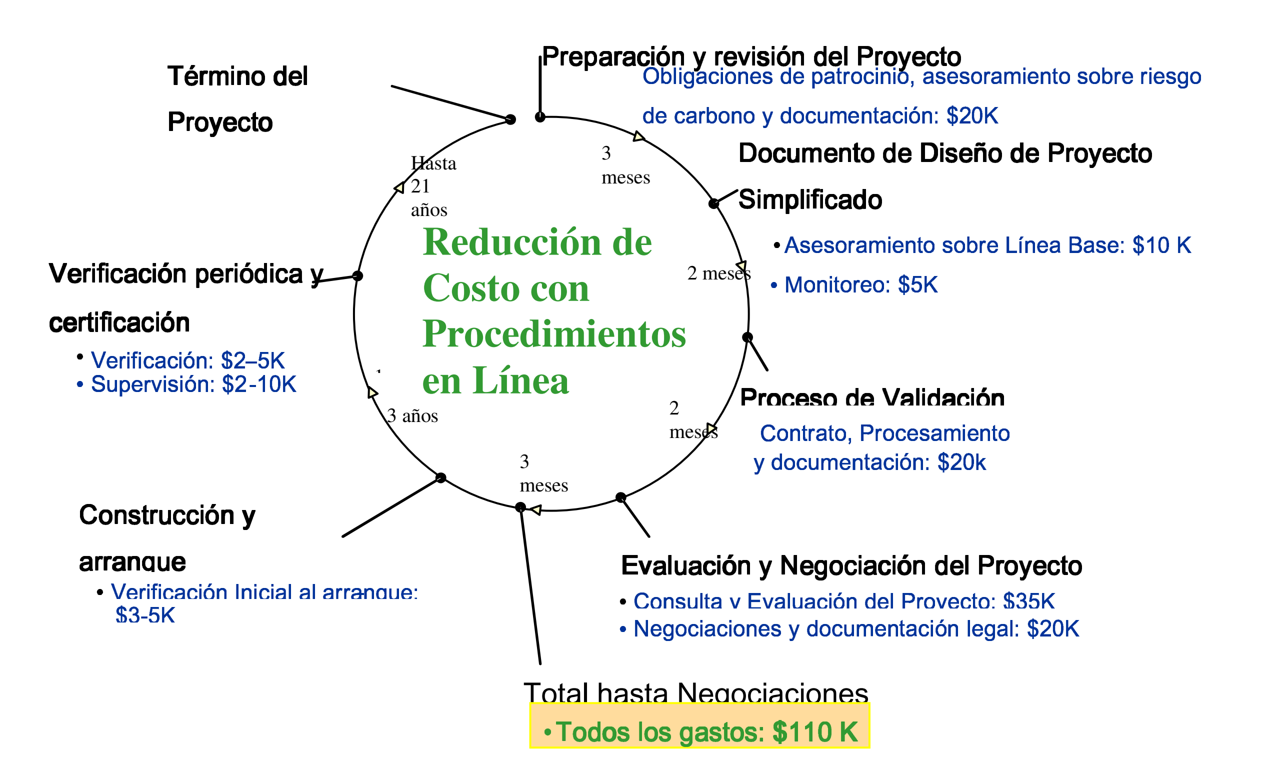
Fuente: Banco Mundial: Estado y Tendencias en el Mercado de Carbono 2004. www.carbonfinance.org

19 Banco Mundial: Estado y Tendencias del Mercado de Carbono, 2004. www.carbonfinance.org

2.8 Costos Relacionados al Ciclo de Proyecto

Llevar un proyecto a través del ciclo MDL implica costos adicionales. Los costos pueden variar ampliamente dependiendo de la complejidad del proyecto, uso de consultores externos, etc. Los costos de validación están basados en el acuerdo negociado entre los participantes del proyecto y la entidad operativa, y dependen de la complejidad del proyecto, ubicación geográfica, etc. Los costos de validación indicativos varían entre US$5,000 a 25,000. La experiencia del Banco Mundial con proyectos grandes ha demostrado que los costos de preparación de los proyectos tienen un rango de US $110,000 – 260,000.

Figura 7. Estimación del Banco Mundial para los costos del ciclo de proyecto MDL para proyectos a pequeña-escala. Una síntesis. www.carbonfinance.org/cdcf



Todavía hay poca experiencia sobre los costos del ciclo de proyectos a pequeña-escala y algunos expertos estiman que estos costos pueden estar sobreestimados. También cabe notar que algunas veces los costos de transacción pueden ser compartidos entre comprador y vendedor. El porcentaje de CERs que serán retirados por propósitos administrativos está aún sin definir (ver Apartado 2.6.3). Sin embargo, ya ha sido decidido que como parte de los costos administrativos, la Junta Directiva cobrará una tasa de registro en efectivo. La tasa de registro depende en el tamaño del proyecto (ver Tabla 8).

Tabla 8. Tasa de registro para proyectos MDL.

Promedio de Reducción de emisiones anuales, tCO_2e	**Tasa de registro, US$**
≤ 15,000	5,000
>15,000 and ≤ 50,000	10,000
>50,000 and ≤ 100,000	15,000
>100,000 and ≤ 200,000	20,000
>200,000	30,000

3 FINANCIANDO PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE A PEQUEÑA-ESCALA

Esta sección provee un resumen general sobre cómo desarrollar una propuesta de proyecto financiable para bancos y cuáles son las principales preocupaciones que las instituciones financieras tienen al considerar el financiamiento de un proyecto de energía.

3.1 Introducción

Pocos desarrolladores de proyectos, aparte de grandes compañías, tienen los recursos necesarios para financiar sus ideas de proyecto con sus fondos propios. En la mayoría de los casos es necesario acudir a la deuda externa o capital patrimonial. Este Capítulo enumera los procedimientos para una estructuracion financiera de los proyectos de energía renovable. Es imposible proveer aquí un manual completo sobre financiamiento de proyectos, deseamos más bien dar una idea básica para el desarrollador. Muchos bancos y otras instituciones financieras tienen suficiente material sobre este tema. Una fuente de información específica para Centroamérica es FENERCA (www.fenerca.org), la cual tiene manuales de preparación de planes de negocios, y otros documentos afines.

Los pasos descritos aquí buscan cubrir en términos generales los requisitos de información de la mayoría de las instituciones financieras. Sin embargo, cada institución financiera tiene sus propios lineamientos para la aprobación de un financiamiento. El desarrollador de proyecto debe establecer y mantener una buena comunicación con el representante de la institución financiera y siempre seguir los lineamientos específicos al someter una aplicación.

3.2 Impactos del Financiamiento de Carbono para Financiar un Proyecto

Es importante tener en mente que el financiamiento de carbono es sólo una pequeña parte del total del financiamiento de un proyecto. De acuerdo con algunas estimaciones, el financiamiento de carbono puede generalmente mejorar la tasa financiera de retorno de un proyecto entre 1 y 5 puntos porcentuales, dependiendo del tipo de proyecto y otras condiciones. Adicionalmente, la mayoría de los contratos de carbono son pagaderos al momento de entrega. Esto implica que aún si resultase un flujo de caja significativo de la venta de la reducción de emisiones, no resolvería el problema de financiar el proyecto en la etapa inicial.

La Figura 8 demuestra las estimaciones del Banco Mundial sobre el impacto de la venta de carbono en el financiamiento del proyecto. Se puede notar que con proyectos de biomasa y captura de metano, el impacto es más significativo por el alto GWP del metano.

El financiamiento de carbono no convierte un mal proyecto en uno bueno. Sin embargo, sí puede mejorar significativamente la probabilidad de que buenas ideas de proyecto se ejecuten. Algunos de los impactos que el financiamiento de carbono puede tener en la viabilidad del proyecto son:

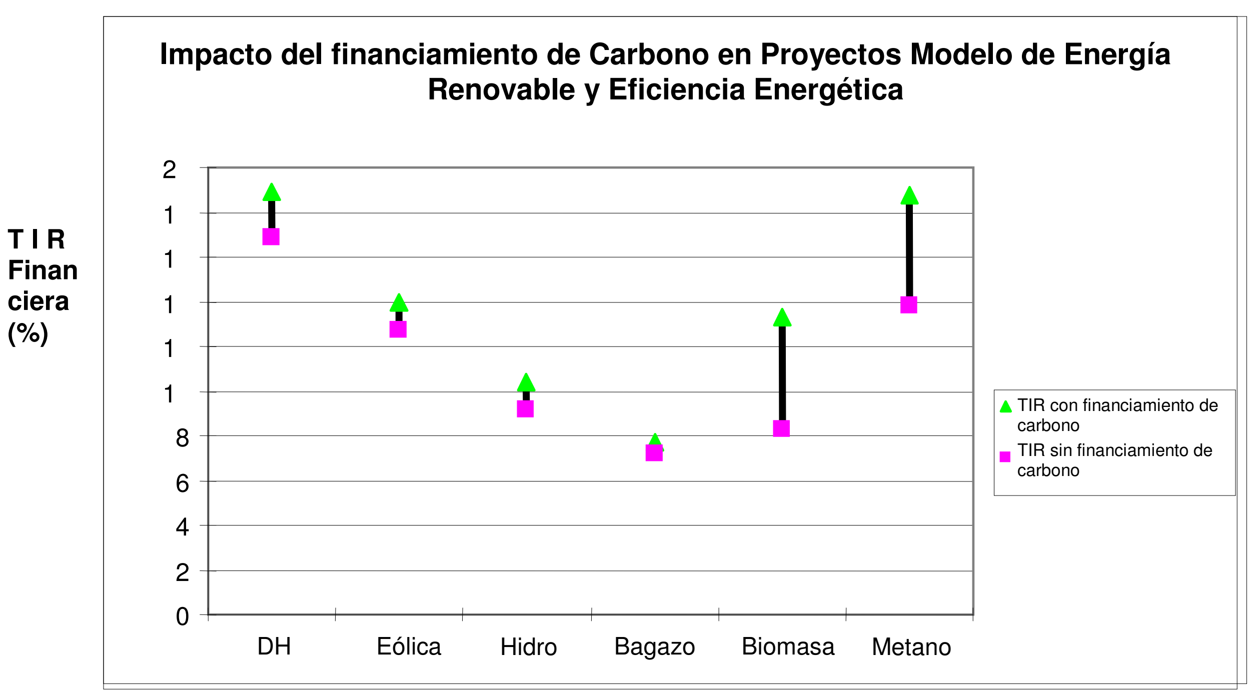
- El financiamiento de carbono mejora la TIR sobre capital patrimonial y así

puede atraer nuevos inversionistas, quienes de otra manera no se hubiesen interesado en la inversión;

- Los ERPA, con una contraparte digna de crédito, dan al proyecto un flujo de caja en moneda dura, lo que puede facilitar la negociación con los financiadores;
- Las Partes interesadas en comprar las reducciones de emisiones pueden traer recursos adicionales, conocimiento técnico, y experiencia al proyecto.

Para poderse beneficiar del financiamiento de carbono a través de MDL u otro mecanismo, la estructura financiera base de un proyecto debe ser sólida. Los siguientes apartados apuntan a dar un bosquejo sobre la forma tradicional de financiar un proyecto.

Figura 8. Impacto del Financiamiento de Carbono sobre la TIR en proyectos seleccionados. (DH=Calentamiento del Distrito).



Fuente: Banco Mundial.

3.3 Financiamiento de Proyectos

Tradicionalmente, los bancos comerciales otorgan fondos contra activos fijos y el monto total del préstamo debe ser garantizado por el deudor. En financiamiento de proyectos, los financistas proveen el crédito basados únicamente en el mérito propio del mismo, con o sin opción limitada sobre la empresa desarrolladora del proyecto (i.e. sin opción o con opción limitada de financiamiento). Típicamente una compañía separada (algunas veces llamada compañía de propósito especial o vehículo de propósito especial) es establecida por los desarrolladores de proyectos para implementarlo. Los beneficios de tal arreglo incluyen:

- Permite a los desarrolladores de proyectos solicitar préstamos para financiarse, sin aumentar su responsabilidad más alla de su inversión en el proyecto. En el balance de resultados del desarrollador, su obligación hacia el proyecto es

solamente la cantidad de contribución de capital patrimonial.

- Los financistas de proyectos (Ej. bancos comerciales o de desarrollo) asumen parte del riesgo ya que otorgan créditos sin garantías completas y primordialmente basados en los activos del proyecto.

Por otro lado, establecer una compañía especial de proyecto incurre en costos de transacción que pueden ser significativos en un proyecto pequeño. Adicionalmente, el financiamiento sin garantía es más costoso que el tradicional préstamo contra garantía por el riesgo más alto para el financista. Muchos bancos tampoco están familiarizados con el financiamiento de proyectos de energía renovable y no están dispuestos a prestar basados en el mérito de un proyecto sin garantía completa. Si el desarrollador de proyecto tiene suficiente capacidad financiera para implementar el proyecto sin una compañía de propósito especial, ésta podría ser una opción en un proyecto pequeño. Independientemente de si el proyecto será financiado utilizando el financiamiento de garantía completa convencional o financiamiento de proyecto, los inversionistas del MDL o compradores de reducción de emisiones son los más interesados en la bondad financiera del proyecto. Es por ello que un plan de negocios bien hecho y un estudio de factibilidad son siempre requeridos.

3.4 Tipos de Capital

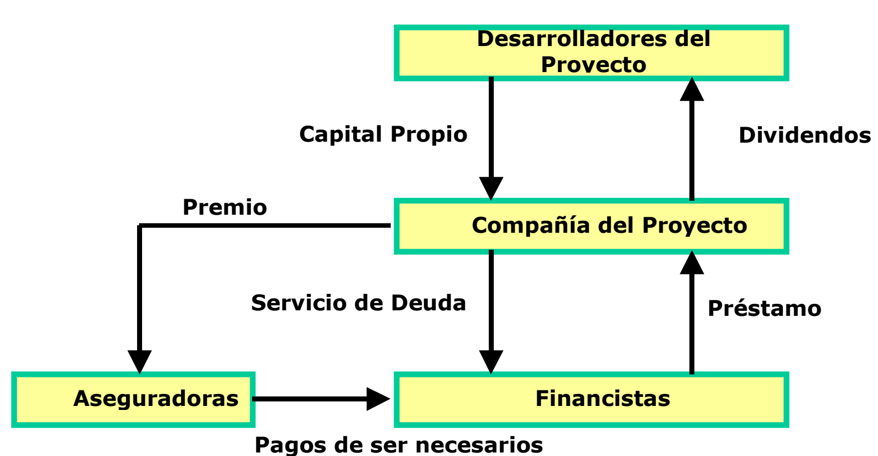
Para implementer un proyecto, es necesario el financiamiento. Hay basicamente tres tipos de financiamiento disponibles para todos los proyectos:

- Capital Patrimonial;
- Deuda; y
- Deuda Subordinada.

Cada uno de estos juega un rol especial en el financiamiento de un proyecto y es importante entender las características de cada uno. El reto de la estructuración financiera es establecer una combinación de deuda, capital patrimonial y deuda subordinada que optimice el uso de varias fuentes financieras. Un proyecto típico involucra, por ejemplo, 20-40% de capital patrimonial proporcionado por los desarrolladores del proyecto y 60-80% de deuda proporcionado por bancos comerciales, instituciones financieras internacionales y/o financistas gubernamentales bilaterales.

La Figura 9 muestra una estructura financiera típica de un proyecto.

Figura 9. Estructura Financiera de un proyecto.



3.4.1 Capital Patrimonial

Es el capital propio que representa los fondos inyectados por los desarrolladores del proyecto y son el capital de más bajo rango en términos de derechos sobre activos del proyecto. Normalmente, todas las otras obligaciones deben ser satisfechas antes que cualquier dividendo a los dueños del proyecto pueda ser pagado. Inversionistas de capital patrimonial llevan el riesgo más alto en el proyecto. Si el proyecto falla, los inversionistas de capital patrimonial probablemente perderán una parte significativa de su inversión de capital patrimonial. Por el otro lado, si el proyecto es exitoso, los inversionistas de capital patrimonial pueden también obtener las mayores ganancias. Después de cumplidas todas las obligaciones, todo lo que queda pertenece a los inversionistas.

3.4.2 Capital por Deuda

En contraste al capital patrimonial, la deuda tiene el rango más alto de todo el capital. La deuda tiene el primer derecho sobre los activos de un proyecto y debe ser pagada en primer orden. Por ende, la deuda conlleva menor riesgo que el capital y le corresponden los retornos limitados al pago de intereses, independientemente de lo exitoso que pueda ser el proyecto.

Los financistas usualmente prefieren una razón de deuda-capital patrimonial bajo, pasando la mayor parte del riesgo a los inversionistas en capital patrimonial. Una razón de deuda-capital patrimonial alto reduce el compromiso de los inversionistas de capital patrimonial al riesgo del proyecto y aumenta su potencial de retorno cuando el proyecto es existoso. Por otro lado, un alto apalancamiento aumenta el riesgo de incumplimiento lo cual podría resultar en que los inversionistas de capital patrimonial pierdan su inversión. Normalmente, entre más alto el riesgo de proyecto, más baja la razón deuda-capital patrimonial. Los proyectos expuestos a riesgos de mercado tienden a tener un apalancamiento de deuda de 60-65%, mientras que los proyectos de energía con un acuerdo firme de compra de toma-o-paga pueden llegar a un apalancamiento de 70-80%. A medida que los financistas se familiaricen con el financiamiento de carbono, un ERPA a largo plazo con una contraparte digna de crédito también puede ayudar a aumentar el apalancamiento del proyecto.

3.4.3 Deuda Subordinada

La deuda subordinada tiene características de capital patrimonial y deuda, y es entonces un instrumento más flexible que capital patrimonial o deuda pura. Estructuralmente es una prioridad subordinada al pago de la deuda primaria, pero es primaria en cuento a aciones ordinarias o capital patrimonial.

Ejemplos de deuda subordinada son los préstamos subordinados, acciones preferenciales o bonos convertibles. Por ejemplo, préstamos subordinados tienen características de deuda ya que requieren pagos regulares de interés. Sin embargo, los pagos están subordinados a la deuda primaria y son realizados únicamente cuando los fondos del proyecto están disponibles. Por tener un mayor riesgo que los préstamos primarios, la deuda subordinada requiere altos retornos. Esto se logra ya sea a través de intereses más altos o participación parcial en las ganancias del proyecto[20].

[20] UNIDO. Guías BOT. Viena 1996

3.5 Ciclo Financiero del Proyecto

Este apartado añade el ciclo financiero al ciclo del proyecto en el MDL presentado anteriormente en la Figura 7. Aunque hay varias maneras de avanzar, la mayoría de los proyectos siguen en cierta medida los pasos presentados en la Figura 10. Generalmente hay una fase de prefactibilidad, seguida por la preparación de un estudio de factibilidad y un plan de negocios más detallado. Cuando sea necesario un financiamiento externo (ya sea por préstamos o capitales patrimoniales o ambos), un paquete de documentación debe ser preparado para los financistas potenciales. En los siguientes capítulos se explican brevemente, los pasos necesarios hasta el cierre financiero del proyecto.

3.5.1 Estudios de Prefactibilidad

El propósito de la fase de prefactibilidad es investigar el esquema del proyecto y filtrar las oportunidades sin gastar muchos recursos en un estudio extensivo de todo el proyecto. También es una fase importante para lograr el interés de co-inversionistas e instituciones financieras y autoridades potenciales, así como lograr Cartas de Interés no-vinculantes para el desarrollo del proyecto. Durante la fase de prefactibilidad, es también importante recibir insumos iniciales de instuciones financieras para el diseño óptimo del proyecto. La fase de prefactibilidad del ciclo financiero del proyecto corresponde, en términos de tiempo, a la preparación del PIN en un ciclo de proyecto MDL.

Usualmente, las primeras preguntas están relacionadas con la organización del proyecto. ¿Hay un grupo de personas, compañías, u otras organizaciones dispuestas a invertir o ser parte del proyecto? Si el proyecto es implementado por una compañía existente, ¿tiene los recursos suficientes para hacerlo solo o hay otros inversionistas de capital patrimonial o financistas necesarios? ¿Tiene el proyecto mérito para la formación de una compañía especial de proyecto? (ver Apartado 3.3). La mayoría de las instituciones financieras enfatizan las fortalezas financieras de los desarrolladores de proyectos y sus capacidades comprobadas para implementar el proyecto. En este sentido, cualquier desarrollo de proyecto debería comenzar identificando dueños clave y recibiendo cartas de interés de éstos antes de contactar una institución financiera.

Aparte de la organización, las primeras preguntas están relacionadas con lso fondos. ¿Quién va a dar el capital semilla para el desarrollo del proyecto? Hay diferentes fuentes que pueden proveer subvenciones para estudios de prefactibilidad o desarrollo de negocios (ver Anexo III) pero generalmente los desarrolladores de proyectos deben estar preparados para invertir también parte de sus propios recursos (tiempo, trabajo, dinero).

Figura 10. Ciclo de Proyecto MDL y pasos paralelos de financiamiento de proyecto.

1. Estudio de Prefactibilidad
- Esquema del proyecto
- Plan de negocios borrador
- Desarrolladores de proyectos
- Fuentes financieras

2. Estudio de Factibilidad
- Plan de proyecto detallado
- Plan de negocios
- Desarrolladores de proyectos
- Fuentes financieras

3. Evaluación financiera y negociaciones
- Plan de negocios final
- Plan de financiamiento
- Evaluación de riesgo y estrategias de mitigación

4. Paquete financiero y documentación para cierre financiero
- Negociaciones con cada institución financiera
- Acuerdos de préstamos y documentos legales
- Acuerdos del proyecto (Ej. PPA, ERPA)
- Todas las aprobaciones publicas
- Opiniones legales del paquete total

5. Construcción
- Estándares internacionales reconocidos para contratos (Ej. FIDIC)
- Procedimientos de oferta

6. Reportes a instituciones financieras
- Reportes anuales y trimestrales

Reducción de Costo con Procedimientos en Línea

Término del Proyecto
Hasta 21 años
3 meses
Preparación y revisión del Proyecto
Documento de Diseño de Proyecto Simplificado
2 meses
Proceso de Validación
2 meses
Evaluación y Negociación del Proyecto
3 meses
Construcción y arranque
3 años
Verificación periódica y certificación

Fuente: Banco Mundial.

El objetivo principal del estudio de prefactibilidad es determinar si[21]:

- ♦ Todas las posibles alternativas del proyecto han sido examinadas;
- ♦ el concepto del proyecto justifica un análisis detallado de un estudio de factibilidad;
- ♦ Ccalquier aspecto del proyecto es crítico para su factibilidad e investigación a fondo;
- ♦ la idea de proyecto, basada en la información disponible, debería ser considerada ya sea no-viable o suficientemente atractiva para un inversionista en particular.

El estudio de pre-factibilidad debería evaluar el proyecto desde un punto de vista económico, de mercado, técnico, financiero y de gerencia. Normalmente, el PIN (tal y como ha sido discutido en el Apartad 2.5.1) cubriría también la mayor parte de los requisitos de información básica para los estudios de prefactibilidad. Sin embargo, el PIN se concentra en reducción de emisiones, mientras que el énfasis en el estudio de prefactibilidad es la viabilidad financiera del proyecto.

Se deben evaluar diferentes alternativas de proyecto en la fase de prefactibilidad, de esta manera en subsiguientes fases la alternativa más viable podrá ser seleccionada como la base para el proyecto. Los desarrolladores del proyecto pueden tener ideas fijas o estar poco atentos a algunas fallas del concepto del

21 UNIDO. Manual for the Preparation of Industrial Feasibility Studies. Vienna 1991

proyecto; es por ello que es importante involucrar agentes imparciales en la preparación y/o revisión del estudio de prefactibilidad.

La mayoría de las instituciones financieras tienen un procedimiento de aprobación de doble paso con una revisión inicial y una aprobación final. El estudio de prefactibilidad debería ser utilizado en la fase inicial para abrir la comunicación con las instituciones financieras. Es recomendable tener reuniones, en persona o por medio de conferencias telefónicas, con contactos claves de las fuentes financieras potenciales antes de someter la aplicación inicial escrita para financiamiento. Los representantes de las instituciones financieras pueden contribuir con consejos valiosos e insumos para el proyecto. Usualmente, la aprobación inicial de las instituciones financieras es una condición previa para una aprobación subsiguiente del monto total para el financiamiento del proyecto.

Las autoridades para la aprobación del proyecto MDL potencial en el país anfitrión, deberían también ser contactadas en esta fase, y el estudio de prefactibilidad debería ser acompañado, cuando sea posible, de una Carta de Interés de las autoridades del país anfitrión.

3.5.2 Estudio de Factibilidad y Plan de Negocios

El estudio de factibilidad y el plan de negocios de proyectos de energía renovable difieren en enfoque y detalle. El estudio de factibilidad da una perspectiva de las diferentes posibilidades, comparando varias alternativas de proyecto, opciones de tecnología, etc; mientras que un plan de negocios incluye detalles de una actividad específica seleccionada. Un estudio de factibilidad se concentra en temas como tarifas eléctricas, competencia, impuestos y disponibilidad de combustibles; mientras que el plan de negocios de enfoca en la estructura del negocio, planes de la gerencia, metas de negocio específicas, recursos humanos, etc. El estudio de factibilidad y el plan de negocios juntos deberían de proporcionar al financista potencial o inversionista de capital patrimonial, la información suficiente para tomar la decisión de invertir o prestar fondos al proyecto. Esta fase del ciclo financiero del proyecto corresponde a una fase de PCN/PDD en el ciclo de financiamiento de carbono.

Cuando los financistas o inversionistas potenciales están evaluando el estudio de factibilidad y el plan de negocios, usualmente se enfocan en factores clave como[22]:

- La compañía/desarrollador del proyecto, puede demostrar que opera su actual negocio con rentabilidad, puede pagar su deuda y tener el conocimiento y capacidad para operar el proyecto propuesto;
- el plan de negocios indica que el proyecto puede ser desarrollado y operado de una manera tal que proporcionará un retorno razonable a los inversionistas mientras que paga la deuda;
- un resumen del esquema técnico del proyecto demuestra eficiencia documentada y tecnología comprobada. Un plan de proyecto técnico detallado debería estar disponible si fuese solicitado o debería estar incluido en el apéndice;
- el proyecto tiene una base de clientes confiable – o en el caso de productores independientes de energía

[22] http://carbonfinance.org Biblioteca de Documentación. Nota de Implementación del PCF #7: Evaluación y Mitigación del Riesgo Financiero: Estructuración y Valoración Basada en Precios, Anexo 6.

o calefacción, un "offtaker" – con la capacidad financiera de comprar la producción del proyecto en el período de pago de deuda; y

- los desarrolladores de proyectos y la compañía tienen suficiente capacidad financiera, de manera que ni los desarrolladores de proyectos ni el proyecto tengan obligaciones que pudiesen ir en detrimento de la capacidad del proyecto de lograr y mantener rentabilidad.

Estudio de Factibilidad

El estudio de factibilidad básicamente incluye la misma información que el estudio de prefactibilidad pero a un nivel más detallado. Aborda las características de oferta y demanda en el mercado específico del proyecto. Los precios y tendencias en precio para los insumos del proyecto (ej. combustibles) y producción (Ej. electricidad) y sus sensibilidades son discutidas. El estudio de factibilidad debería responder preguntas tales como: ¿Se puede penetrar el mercado? ¿Se pueden asegurar todos los contratos necesarios? ¿Son realistas las proyecciones financieras? ¿Cuáles podrían ser los peores y los mejores escenarios?

Dependiendo del tamaño y otras características del proyecto, el estudio de factibilidad típicamente incluye:

- Resumen Ejecutivo;
- Antecedentes del proyecto e historia, incluyendo presentación de las fortalezas financieras de los desarrolladores del proyecto y sus experiencias pasadas en implementación de proyectos;
- Análisis de mercado y concepto de mercadeo;
- Descripción de la ubicación y ambiente del proyecto;
- Descripción de los temas de tecnología e ingeniería, incluyendo ejemplos de cómo la tecnología ha sido exitosamente utilizada en otros proyectos similares;
- Organización del proyecto y costos operativos;
- Recursos humanos requeridos y su disponibilidad;
- Programa de implementación del proyecto;
- Costos totales de la inversión y financiamiento del proyecto (estructura de capital propuesta indicando cuáles partes se espera que proveerán el financiamiento del proyecto);
- Evaluación financiera (período de pago, cálculos de la TIR y VAN, análisis de sensibilidad y presentación de los supuestos principales); y
- Descripción de los impactos ambientales y sociales del proyecto y otros requisitos específicos de los financistas.

En proyectos pequeños, un estudio de prefactibilidad bien elaborado, junto con el plan de negocios puede ser suficiente si se contestan las preguntas antes descritas.

Plan de Negocios

El plan de negocios ofrece un punto de vista diferente de la perspectiva global del estudio de factibilidad. Proporciona detalles sobre la operación, el mercado, el manejo del proyecto, y el aspecto financiero de la empresa. También aborda cómo crear un flujo de ingresos rentable para los inversionistas del proyecto. El plan de negocios deberá ser un documento bien estructurado de un máximo de 25 páginas más apéndices. El plan de negocios debería estar basado en hechos y enfocarse en la presentación de

hechos y números. Un ejemplo de un esquema de un plan de negocios se presenta en la Tabla 9.

Tabla 9. Esquema del Plan de Negocios para proyectos de energía.

Esquema Propuesto de Plan de Negocios
1. Resumen Ejecutivo
1.1. Descripción del proyecto e historia del negocio, estatus actual, clientes, beneficiarios, tamaño del programa, expectativas para el futuro
1.2. Mercados meta, ventas esperados y volumen esperado de reducción de emisiones (ER)
1.3. Plan de mercadeo y estrategia de alcance
1.4. Proyecciones presupuestarias y financieras; contribuciones esperadas
2. Misión
2.1. Desarrollador: enfoque actual de actividades y responsabilidades (utilizando información existente, por ejemplo de reportes anuales)
2.2. Proyecto: Explicación breve de cómo se incorpora el proyecto en la misión del desarrollador
3. Estrategia del Proyecto
3.1. Concepto del negocio
3.2. Estrategia de mercadeo – estimados de ventas y precios por producto/clase del cliente
3.3. Estructura de costo y análisis del proveedor
3.4. Competencia - capacidad de otras compañías de proveer servicios similares
4. Estructura y Capacidades de Gestión
4.1. Desarrollador (es)
4.1.1. Directores y gerentes
4.1.2. Presupuesto, incluyendo recursos financieros
4.1.3. Estructura, capacidades y experiencia: proyectos similares que el patrocinador haya realizado (número, financiamiento proporcionado, estado actual)
4.2. Plan de manejo del proyecto
4.2.1. Autoridad legal (permisos)
4.2.2. Estructura
4.2.3. Roles y responsabilidades
4.2.4. Nombres y antecedentes de personal crítico (personal del desarrollador, asesores técnicos, legales y financieros)
5. Tecnología
5.1. Concepto de tecnología propuesta
5.2. Proveedores potenciales
5.3. Proyectos referencia o documentación para tecnología madura
5.4. Procedimientos de compra propuestos
5.5. Estructura de contratos propuesta
6. Manejo del Riesgo del Proyecto
6.1. Identificación de riesgos (políticos, naturales, financieros, etc.)
6.2. Estrategias propuestas para mitigar el riesgo (incluyendo contratos “offtake” a largo plazo)
7. Presupuesto y Proyecciones Financieras del Proyecto
7.1. Requisitos estimados para el período de construcción
7.2. Requisitos estimados para los primeros 3 años de operación
7.3. Presupuesto de la operación completa
7.4. Plan Financiero
7.5. Análisis de sensibilidad de supuestos clave: ventas de electricidad, ERPA, costos principales, etc.

Fuente: Banco Mundial 2002.

3.5.3 Plan financiero

Una parte importante del plan de negocios es el plan financiero del proyecto. Hay cuatro elementos clave en los cuales se debería enfocar el plan financiero: costos del proyecto, estructura financiera (capital patrimonial, deuda), retorno de la inversión y riesgos. El plan financiero debe estar basado en una comunicación continua con instituciones financieras desde la fase de prefactibilidad. Debería resultar en una estructura de capital que sea suficiente para proporcionarle al proyecto fondos líquidos para su

implementación y arranque. Al mismo tiempo, la estructura financiera debería ser adaptada al perfil de riesgo del proyecto y asegurarse que el proyecto logre el pago de los gastos financieros aún en el peor de los casos.

Costos del Proyecto

Las estimaciones confiables de costos son fundamentales para la evaluación del proyecto, es necesario revisar cuidadosamente todos los rubros de costos que podrían tener impacto significativo sobre la factibilidad financiera del proyecto. Los costos generalmente pueden dividirse en tres fases: costos de desarrollo (preinversión), implementación del proyecto (inversión) y costos operativos. Los costos de preinversión incluyen por ejemplo la preparación de los estudios de prefactibilidad y factibilidad y el plan de negocios, viajes y otros. Los costos de implementación del proyecto incluyen costos relacionados con seguros, adquisición de tierras, impuestos, gastos legales, permisos necesarios, preparación del sitio, ingeniería, licitación y construcción, intereses durante el período de construcción, pruebas, costos de arranque y supervisión, etc. Los costos de operación pueden consistir en rubros como combustible, salarios y beneficios sociales, renta, agua, electricidad, gas, impuestos, suministros de oficina, mantenimiento, mercadeo, administración, depreciación y costos financieros.

Los costos operativos están supuestos a ser financiados de ingresos generados por el proyecto. Sin embargo, puede haber gastos de operación significativos antes de que el proyecto inicie a generar suficientes ingresos. Una parte importante de los costos de inversión, que usualmente no es considerada, es el capital de trabajo inicial. En el análisis de los costos de inversión debería por ende ser cuidadosamente revisado si los requisitos de capital de trabajo inicial están considerados apropiadamente en los estimados de costos. Esto ayuda a evitar un déficit inesperado de financiamiento durante el arranque de las operaciones del proyecto.

La Tabla 10 muestra un esquema del desarrollo del proyecto y el costo de implementación del PCN del Banco Mundial. Divide los costos en costos de desarrollo, costos instalados (suma de costos de capital e instalación) y otros costos (por ejemplo, costos legales, de arranque, capital de trabajo inicial). Estos son los costos totales del proyecto que deben ser financiados por medio de una combinación de capital patrimonial y deuda. La tabla también incluye una descripción breve de la estrategia comercial del proyecto.

Tabla 10. Costos del proyecto y estrategia comercial.

Costos Totales Estimados del Proyecto (fase de pre-inversión e inversión)	
Costos de desarrollo	US$ / € y breve clarificación
Costos instalados	US$ / € y breve clarificación
Otros costos	US$ / € y breve clarificación
Costos totales del proyecto	US$ / € y breve clarificación
Estrategia comercial	Breve descripción de la estrategia comercial del proyecto

Estructura Financiera

El plan financiero debería sugerir una estructura financiera que cubra todos los costos presentados en la Tabla 10. Debería incluir los nombres de fuentes de deuda y capital patrimonial a ser buscados o ya identificados, la contribución de cada cual, y el estado de cada compromiso. Cualquier carta de intención o cualquier evidencia de interés de los financistas

deberán ser adjuntadas como parte del plan financiero. La Tabla 11 presenta un modelo para describir la estructura financiera de un proyecto. Para una división típica entre capital patrimonial y deuda, ver Apartado 3.4. El Anexo IV enumera algunas fuentes potenciales para deuda y para capital patrimonial en Centroamérica[23].

Tabla 11. Estructura financiera propuesta – Fuentes de financiamiento identificadas.

Fuente	US$ (€)	%	Estado del Compromiso	Términos del financiamiento (tasa de interés, tiempo de pago, plazo, requisitos de seguro)
CAPITAL PATRIMONIAL				
Patrocinador 1				
Patrocinador 2				
Otros Accionistas				
Otros Accionistas				
Capital Patrimonial Total				
DEUDA				
Préstamo de banco extranjero				
Crédito de exportación				
Préstamo de banco local (moneda local)				
Deuda total				
FINANCIAMIENTO TOTAL				
Deficiencia Financiera (Costos del proyecto menos financiamiento total)				

Regularmente, la OCDE lleva a cabo una clasificación global de riesgo-país, clasificando todos los países del mundo bajo 7 clases de riesgo (Ver Tabla 12). Las instituciones financieras consideran el riesgo financiero de inversión en el riesgo de país categoría 1 como bajo, y la mayoría de las instituciones financieras comerciales de la OCDE no invierten en países de categoría 6 y 7 sin garantías soberanas, garantías de crédito de exportación u otra garantía. Sin embargo, si el proyecto propuesto es financieramente fuerte y rentable, el desarrollador de proyecto puede buscar estrategias para mitigar el riesgo, así como contra garantías (garantías de exportación), para atraer créditos extranjeros aunque el riesgo del país sea alto (ver Apartado 3.5.6 para más información sobre garantías de exportación).

Tabla 12. Clasificación de riesgo OCDE para países de Centroamérica a partir de junio de 2004.

País	Categoría de riesgo OECD
Belize	6
Costa Rica	3
El Salvador	4
Guatemala	6
Honduras	7
Nicaragua	7
Panamá	4

Fuente: http://www.oecd.org/dataoecd/35/2/32366062.pdf.

[23] Más información se encuentra en "Financinga Business Opportunities in Latin America and the Caribbean", publicado por el Minsiterio de Relaciones Exteriores Finlandés. Puede encontrarse también en el sitio web de FINPRO en www.finpro.fi

La clasificación de riesgo de la OCDE para los países centroamericanos implica que diferentes estrategias de financiamiento se deben desarrollar para los proyectos; por ejemplo se aprecia la diferencia entre Honduras y Nicaragua con Costa Rica y El Salvador. Estos últimos pueden atraer más financiamiento comercialmente orientado dado su estado actual.

Las agencias de categorización de crédito internacional (S&P, Moody's, Fitch) brindan rankings para países, así como para compañías. Sus clasificaciones para el país anfitrión y los desarrolladores de proyectos son indicadores importantes para los inversionistas e instituciones financieras. Por ello, las clasificaciones deberán ser recopiladas cuando sea posible y presentadas como parte del plan financiero (ver Tabla 13).

Tabla 13. Clasificación de crédito de país anfitrión y compañía. Ver www.moodys.com, www.standardandpoors.com , www.fitchibca.com y www.oecd.org para las clasificaciones. Los sitios pueden requerir registro previo.

Agencia Clasificadora*	País	Compañía
S&P		
Moody's		
Fitch		
OCDE		NA

Análisis Financiero

Una parte importante del plan financiero es precisamente el análisis financiero. Éste debería poder demostrar que el proyecto es rentable, es decir que puede generar suficiente retorno sobre la inversión, así como pagar la deuda. Los pronósticos financieros proporcionan una comprensión sobre el riesgo, temas importantes, y la participación de obligaciones dentro del proyecto; éstos no son objetivos por ellos mismos. Los pronósticos no deberían ser "muy buenos para ser verdad". La mayoría de las instituciones financieras prefieren recibir una proyección de flujo de caja para el proyecto junto con el análisis financiero en papel y en forma electrónica (archivos Excel o similares). Un modelo Excel para hacer un análisis simple se puede encontrar en http://carbonfinance.org/docs/PINFinancialAnalysis.xls. Algunos de los resultados clave del análisis financiero están listados en la Tabla 14.

Tabla 14. Resultados clave de un análisis financiero.

	2004	05	06	07	08	09	10	11	12	13
Flujo de Caja (antes de CERs)										
Flujo de caja (después de CERs)										
Valor Presente Neto VPN (antes de CERs)										
Valor Presente Neto VPN (después de CERs)										

	2004	05	06	07	08	09	10	11	12	13
Tasa Interna de Retorno Financiera estimada TIR (antes de CERs)										
Tasa Interna de Retorno Financiera estimada TIR (después de CERs)										
Razón de Cobertura de Pago de Deuda (antes de CERs)										
Razón de Cobertura de Pago de Deuda (después de CERs)										

Los supuestos críticos del proyecto deberían ser enfatizados y sus valores explicados en el plan financiero. El análisis de sensibilidad debe llevarse a cabo para factores críticos tales como:

- Venta de electricidad o calefacción.
- Venta de reducción de emisiones.
- Disponibilidad de recursos, por ejemplo recursos eólicos, y precio de biomasa o información hídrica.
- Niveles de tasa de interés.
- Niveles de tasa de cambio.
- Costos de producción.

El análisis de sensibilidad debería resultar en una proyección financiera base, un escenario pesimista y un escenario de punto de equilibrio para ilustrar los márgenes de seguridad en el proyecto.

El plan financiero debería también incluir una propuesta para convenios financieros clave. Un convenio es una promesa en el acuerdo de deuda, que ciertas actividades serán o no realizadas. El propósito del convenio es dar al financista más seguridad. Los convenios pueden cubrir todo, desde pagos mínimos de dividendos hasta niveles que deban ser mantenidos en el capital de trabajo. Convenios típicos pueden relacionarse por ejemplo a:

- Razón de capital patrimonial (nivel recomendado de 35 – 50% en países en desarrollo).
- Razón de Deuda Neta a EBITDA (Beneficios antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización) para ilustrar las capacidades de pago de deuda del flujo de caja del proyecto.

Evaluación de riesgo financiero y mitigaciones

Los riesgos financieros clave que deberían ser resaltados son:

<u>Riesgos de mercado/precio – electricidad u otras ventas</u>

Las instituciones financieras prefieren contratos de largo plazo con una empresa reconocida de distribución de electricidad. De no ser así, la estructura tarifaria y el desarrollo tarifario esperado deberían ser evaluados en detalle. Un análisis de sensibilidad debería ser realizado para calcular el punto de equilibrio de la tarifa eléctrica (o precio de otros productos vendidos) para el proyecto.

<u>Riesgo Financiero</u>

Los riesgos financieros pueden ser mitigados con una estructura financiera apropiada; mientras más alto el riesgo, más alta la cantidad de capital patrimonial que es requerida para conseguir financiamiento. El nivel de deuda externa debería en cierta medida, igualar el ingreso

en moneda dura, por ejemplo del ERPA, combinado con el flujo de caja del proyecto en relación con la inflación de loa años recientes y la tendencia del tipo de cambio de la moneda local. La estructura del pago de la deuda debería ser adaptada a la generación de flujo de caja del proyecto. Los riesgos del proyecto pueden ser divididos en los siguientes factores, y un plan de mitigación debería ser desarrollado para cada uno:

Riesgo de construcción y riesgo de rendimiento

Estos riesgos pueden ser mitigados con suficientes pre-investigaciones, planificación y uso de compañías de ingeniería y construcción reconocidas. Esto debería ser combinado con una estructura de contrato apropiada, por ejemplo FIDIC (Federación Internacional de Ingenieros Consultores). El modelo de contrato de FIDIC regula las responsabilidades exactas de cada contraparte y define la penalidad financiera por retrasos o contratos no cumplidos.

Riesgos de contrapartida

Las contrapartidas aquí se refieren a proveedores de combustibles, "offtakers" de electricidad, o cualquier otra parte del proyecto cuyo cumplimiento de obligaciones contractuales sea importante para el éxito del mismo. Los riesgos de contrapartida deberían ser mitigados por medio de la evaluación de la fortaleza financiera y registros de desempeño de la contrapartida junto con la estructura de contrato apropiada.

Riesgo de contrato

El riesgo de contrato debería ser mitigado por los asesores legales apropiados y opiniones legales.

Riesgos ambientales y sociales

Estos riesgos deberían ser evaluados en el estudio de pre-factibilidad, y los proyectos deberían estar diseñados de forma apropiada para tratar estos temas, por ejemplo por medio de un plan de manejo ambiental y social, preparado como parte de la evaluación ambiental y social.

Riesgo País

Inversionistas extranjeros e instituciones financieras extranjeras pueden buscar cubrir el riesgo asociado con inversiones en el país anfitrión ya sea por agencias de garantía de exportación o compañías de seguro privado por riesgo político. Como alternativa, el riesgo político puede ser dividido en temas principales y evaluados individualmente. Naturalmente, las inversiones extranjeras serían atraídas al país anfitrión por valoración positiva de los siguientes factores:

- ¿Es estable el clima de inversión para los inversionistas extranjeros?
- ¿Existe un riesgo bajo de depreciación de la moneda local?
- ¿Hay un marco legal confiable y un sistema de cortes eficiente?

Tal y como fue mencionado anteriormente, la clasificación OCDE del país anfitrión junto con la evaluación del inversionista extranjero sobre el clima de inversiones pueden excluir algunas opciones financieras de bancos comerciales, por ello otras estrategias de financiamiento deberían ser identificadas.

3.5.4 Valoración Financiera y Negociaciones

La valoración financiera es un método utilizado para evaluar la viabilidad de un proyecto propuesto al analizar sus flujos de caja netos que resultan de su implementación. "Due diligence" es parte del proceso de evaluación y sirve para confirmar todos los hechos materiales sobre los financistas o inversionistas que están participando en el proyecto. Durante el proceso de "due diligence"

financiero, la mayoría de las instituciones financieras examinarían hasta cierto grado, los rubros presentados la Tabla 15.

Tabla 15. "Due diligence" financiero.

Objetivo	Evidencia
Desarrolladores de proyectos /compañía estable	Informes Financieros auditados de al menos 3 años (y carta de administración del Auditor), demostrando desempeño financiero y administración sana. Análisis de razones incluyendo: análisis de margen, razón de cobertura de pago de deuda, razón de operación, razón de deuda/capital patrimonial, razón de financiación propia.
Negocio del Proyecto Sano	Un plan de negocios que demuestre una estrategia clara, un entendimiento del mercado, retos socio-políticos, financieros, y técnicos que enfrenta el proyecto, y proyecciones financieras (cubriendo por lo menos cinco años de operaciones después de completar el proyecto) demostrando viabilidad financiera del proyecto (incluyendo estimados de costo de capital, planes de financiamiento del proyecto, balance de ingresos, estados de resultados y estados de flujo de caja). Análisis de razones financieras como las prsentadas anteriormente.
"Offtaker"/ Mercado confiable para generación creíble	El plan de negocio debería incluir un análisis de mercado – especialmente un análisis de la demanda – indicando tendencias históricas y proyectadas en volumen de ventas tanto en términos físicos como monetarios, clientes y tarifas. (a) En el caso de un productor de electricidad y/o productor de calefacción: una declaración escrita indicando un acuerdo de compra confiable (para ventas contratadas) o un mercado viable (para ventas de mercadería). Idealmente: un PPA toma-o-paga con un "offtaker" viable y un índice automático de tarifas. (b) En el caso de una utilidad integrada u otra compañía con numerosos clientes: una evaluación de mercado describiendo la base de clientes y las tendencias de crecimiento, y amenazas potenciales de sustitutos o competidores; indicando demanda suficiente para el producto a los precios proyectados para operar rentablemente.
Exposición limitada de deuda y obligaciones	Una declaración resumiendo las deudas y obligaciones potenciales grandes, requeridas únicamente al grado de que no sean reveladas en un estado financiero auditado.
Tecnología, procedimiento de administración y construcción	1. Concepto técnico aprobado 2. Manejo confiable del proyecto durante la implementación 3. Estructura de contrato adecuada para proteger a los desarrolladores del proyecto por retrasos en la entrega y aumento de costos. 4. Plan de nombramiento únicamente a compañías de construcción reconocidas

Antes de la evaluación, el desarrollador del proyecto debería hacer un examen detallado del proyecto con la persona de contacto en la institución financiera, para poder asegurar que la información presentada está adaptada en alto grado a los requisitos y lineamientos de dicha institución.

La evaluación y compromiso de una institución financiera puede estar condicionado a la aprobación de otras instituciones financieras, para así asegurar el compromiso del banco solamente con proyectos que ya están financiados en su totalidad. Después de la evaluación, las instituciones financieras presentan usualmente supuestos adicionales para reducir el riesgo de perfil del proyecto. Esto usualmente fortalece al proyecto, y los requisitos razonables deberán ser cumplidos. Sin embargo, la mayoría de las instituciones financieras también aceptarían argumentos, y un proceso de negociación constructivo podría resultar beneficioso para todas las partes.

3.5.5 Paquete Financiero y Documentos para el Cierre Financiero

La preparación de los acuerdos de préstamo normalmente se elaboran sobre el acuerdo de préstamo estándar de la institución financiera, a menos que varias instituciones financieras compartan el mismo acuerdo financiero, ya sea por medio de un acuerdo de préstamo sindicado (para proyectos grandes) o acuerdos de club con 2 – 4 bancos.

Adicionalmente al acuerdo de préstamo con otras instituciones financieras, la siguiente documentación debería estar lista antes del cierre financiero.

Lista de documentación financiera[24]:

Los siguientes documentos deberían estar disponibles para cada financista y para la compañía del proyecto (cuando aplique):

- Declaración de experiencia, incluyendo todos los proyectos que la empresa haya estructurado, su estado actual, y detalles adicionales sobre proyectos similares al proyecto MDL.
- Cualquier reporte y clasificación de D&B, S&P, Fitch, OCDE (únicamente del país).
- Registros públicos, de haberlos.
- Balances financieros auditados para los últimos tres años.
- Registro Legal de la compañía/ artículos de asociación.
- Lista de Directores y Gerentes de la compañía.
- Acuerdos de accionistas.
- Lista de subsidiarias de la compañía, si no están incluidas en el estado financiero.
- Lista de deudas de la compañía (vencimientos, tasas de interés, títulos) de no estar incluídas en el estado financiero.
- Copias físicas y electrónicas de las proyecciones financieras, incluyendo escenarios, balance, estado de resultados, flujo de caja; incluyendo proyectos propuestos y otras inversiones planificadas.

Antes de la evaluación, los siguientes documentos deberían estar listos para ser sometidos a las instituciones financieras si fuesen solicitados:

- Contratos de proyectos grandes (por ejemplo, ingeniería, manejo y construcción).
- Contratos de compra (por ejemplo, electricidad).
- Concesiones, licencias y permisos.
- Acuerdos de financiamiento, cartas de intención o similar de los bancos, proveedores de capital patrimonial, fuentes de financiamiento de carbono, etc.
- Acuerdos de asistencia técnica, si aplican.
- Leyes que gobiernen las operaciones de proyectos (por ejemplo, de construcción, de operación, leyes de transferencia, y decretos del gobierno).
- Fuentes de gestión mayores.
- Copias físicas y electrónicas de proyecciones financieras del proyecto, incluyendo supuestos, costos del producto por unidad (por ejemplo, US$/MWh, US$/ton) y precios (tarifas), balance de ingresos, así como un flujo de caja.

[24] http://carbonfinance.org Biblioteca de Documentacion. PCF Implementation Note #7: Financial Risk Assessment and Mitigation: Risk-based Structuring and Pricing, Anexo 1

3.5.6 Fuentes de Financiamiento para Proyectos de Energía Renovable a Pequeña Escala

Una breve presentación de las fuentes potenciales para proyectos de energía renovable a pequeña escala en Centroamérica está incluida en los anexos. Los anexos incluyen una lista de los tipos de contribución financiera de diferentes instituciones y su criterio principal para financiar/apoyar proyectos, así como datos de contacto para facilitarle al lector el filtrar las posibilidades y poder contactar las respectivas fuentes para obtener información más detallada sobre sus condiciones para contribuir con los proyectos. Usualmente, las personas de contacto de estas organizaciones e instituciones financieras pueden también asesorar sobre desarrolladores de proyectos interesados y fuentes locales de fondos para desarrollo y financiamiento de proyectos.

Los Anexos son:

- Fuentes para apoyo general para preparación de proyectos y asistencia técnica (Anexo III)
- Fuentes de capital patrimonial, subsidios y préstamos (Anexo IV)
- Fuentes de financiamiento de carbono (Anexo V)

Información más completa sobre este tema puede encontrarse en el libro "*Financing Business Opportunities in Latin America and the Caribbean*", el cual se puede encontrar en el Ministerio de Relaciones Exteriores de Finlandia y de FINPRO en su sitio www.finpro.fi

Financiamiento de Exportación de Equipo para Proyectos

Crédito de exportación y agencias de garantía pueden tener un rol en la mitigación del riesgo de proyectos de energía a pequeña-escala para la parte del equipo importado. En algunos países, como los EEUU, el Banco US-Exim es responsable tanto de los créditos de exportaciones como de las garantías de exportación. En otros países, como Finlandia, Finnvera emite una garantía de exportación mientras que los bancos comerciales y el banco exportador, FIDE – El Banco Finlandés de Desarrollo de Financiamiento de Exportación, será el responsable del crédito de exportación. Los institutos de garantías de exportación y los bancos de crédito de exportaciones pueden normalmente asesorar sobre personas de contacto en sus organizaciones hermanas (ver Tabla 16).

Se puede aplicar a créditos de exportación para financiar parte del proyecto de MDL, por ejemplo:

- Suministro de equipo, por ejemplo turbinas de viento, calderas para biomasa, plantas fotovoltaicas o hidroeléctricas, o proyectos de llave en mano.
- Suministro de servicios de consultoría específicos, por ejemplo, mapeo del viento o hidrología y estudios de diseño de electricidad.

Los términos principales y condiciones para créditos de exportaciones son regulados por la OCDE, y el plazo máximo de los créditos para plantas generadoras de electricidad es de 12 años.

Normalmente, el proveedor del equipo es quien facilitaría el contacto con la agencia de crédito de exportación y con la agencia de garantía de exportación, hasta la aprobación del financiamiento, donde estas agencias contactarán al desarrollador del proyecto de MDL y si aplica, al instituto de contra garantía, para preparar la documentación para el proyecto. Las

garantías de exportación pueden ser de varias formas[25]:

- garantías de Riesgo Crediticio
- garantías de Crédito del Comprador
- garantías de Cartas de Crédito
- garantías de Inversión
- garantías de Bonos
- garantías de Financiamiento
- garantías de Materia Prima

Un arreglo de crédito de exportación tradicional consiste en una cantidad contratada, donde un mínimo de 15% debería ser pagadero al inicio por el socio local/compañía de proyecto y hasta un 85% del contrato debería ser financiado por el crédito de exportación. Del crédito de exportación, los institutos de garantía de la OCDE pueden cubrir hasta un 90% del riesgo del banco comercial y 100% del riesgo político. El riesgo principal debe ser asumido por el proveedor del equipo o el banco suministrador.

Tabla 16. Ejemplos de instituciones de crédito de exportación y garantías comerciales y nacionales.

Ejemplos de institutos de crédito de exportaciones y garantías	Sitios Web
CESCE (España)	www.cesce.es
Compagnie Francaise d'Assurance (COFACE)	www.coface.com
Eksportkreditfonden i Danmark (EKF) (Dinamarca)	www.ekf.dk
Eksportkreditnemden i Sverige (EKN) (Suecia)	www.ekn.se
ERG (Suiza)	www.swiss-erg.com
Export Credit Guarantee Department (ECGD) (UK)	www.ecgd.gov.uk/
Finnvera (Finlandia)	www.finnvera.fi
HERMES (Alemania)	www.hermes-kredit.com
MIGA (Grupo Banco Mundial)	www.miga.org
Atradius (Suiza, Alemania, Espana)	www.atradius.com
US EXIMBANK (Estados Unidos)	www.exim.gov

Fuente: www.giek.no

[25] Ministerio de Relaciones Exteriores de Finlandia: Financing Business Opportunities in Latin America and the Caribbean

4. INFORMACIÓN DE PAÍS

Esta sección prove una vision general de Centroamérica e información relavante de cada uno de los 7 países de la región. .

4.1 Contexto Regional de Centroamérica

4.1.1 Indicadores Generales



Los países centroamericanos cuentan, al año 2002, con una población cercana a los 38 millones de habitantes y un PIB total (a precios constantes de 1995) de más de US$61 mil millones, lo que muestra un mercado regional amplio, con posibilidades de acceso a la inversión extranjera, tal y como se puede observar en la Tabla 17.

Tabla 17. Indicadores sociales y económicos de Centroamérica.

País	Área (km^2)	Población (hab)	Densidad de Población (hab/km^2)	PIB 2002 (US$)*	PIB per cápita (US$)*
Belize	22,800	235,587	10.33	n.d.	5,606
Costa Rica	51,100	4,200,000	82.19	15,027,100	3,654
El Salvador	20,749	6,518,000	314.14	11,237,300	1,757
Guatemala	108,889	11,995,000	110.16	18,208,500	1,558
Honduras	112,492	6,828,000	60.70	4,719,800	709
Nicaragua	131,812	5,347,000	40.57	2,562,500	492
Panamá	77,082	2,942,000	38.17	9,484,200	3,272
TOTAL	**524,924**	**38,065,587**	-	**61,239,400**	-

* A precios constantes de 1995. Fuente: Recopilación de BUN-CA, 2003.

Al año 2002, la potencia total instalada en la región era de aproximadamente 7,427 MW, de los cuales la hidroelectricidad representaba el 48.0%, otras fuentes renovables como geotermia, biomasa y eólico representaban un 10.3% y los combustibles fósiles representaron un 41.7%, según se ilustra en la Tabla 18.

Tabla 18. Capacidad instalada en Centroamérica, 2003.

País	Hidroeléctrico	Geotérmico y Biomasa	Eólico	Térmico	Total (en MW)
Belize	25	0	0	25	**50**
Costa Rica	1,271	145	63	318	**1,797**
El Salvador	422	213	0	501	**1,136**
Guatemala	512	207	0	940	**1,659**
Honduras	466	21	0	561	**1,048**
Nicaragua	104	77	0	477	**658**
Panamá	754	0	0	325	**1,079**
Región	**3,554**	**663**	**63**	**3,147**	**7,427**

Fuente: Datos recopilados por BUN-CA, 2003

* No incluye importaciones de energía.

Por otra parte, la generación en la región alcanzó un total de 28,924 GWh para el año 2002. La hidroelectricidad representó el mayor aporte con un total de 13,830 (47.8%), seguido de la generación térmica con 12,400 GWh (42.9%), la generación geotérmica alcanzó 2,435 GWh (8.4%), y finalmente la generación eólica aportó 259 GWh (0.9%), según se muestra en Tabla 19. En vista de los pronósticos de continuo crecimiento económico en la región, es probable que la demanda eléctrica mantenga la misma tendencia de crecimiento, cuando se prevé una demanda agregada en la región del orden de los 35,948 GWh para el año 2005 y de unos 58,600 GWh para el año 2014.

En comparación con el año 2001, el crecimiento de la demanda para el año 2005 será del 28% (a una tasa anual de crecimiento cercana al 7%) y para el 2014, con respecto al 2001, será del 109% (a una tasa anual de crecimiento cercana al 8.3%).[26]

Tabla 19. Generación de electricidad en Centramérica, 2002.

País	Hidro	Geotermia/ biomasa	Eólico	Térmico	Total (en GWh)
Belize[a]	88	19	0	73	**180**
Costa Rica	5,970	1,121	259	134	**7,484**
El Salvador	1,206	907	0	1,863	**3,976**
Guatemala	2,264	194	0	3,314	**5,772**
Honduras[b]	1,611	5	0	2,465	**4,081**
Nicaragua	190	189	0	1,908	**2,287**
Panamá	2,501	0	0	2,643	**5,144**
Región	**13,830**	**2,435**	**259**	**12,400**	**28,924**

a) Incluye la generación total de energía de Belize, con importaciones de México.
b) Incluye la importación total por 415.15 GWh al SIN (404.9 de Costa Rica, 7.13 de Panamá y 3.06 de El Salvador).

Fuente: Recopilación de BUN-CA en datos de CEPAL, Estadísticas Subsector Eléctrico, e información de autoridades políticas, 2003.

De acuerdo con datos de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), alrededor del 35% de la población en Centroamérica carece de acceso a la electricidad, y sigue utilizando principalmente leña y otros combustibles tradicionales para fines de calefacción y cocción de alimentos[27]. El mercado potencial para el suministro de energía, ya sea a través de la extensión de la red eléctrica o con sistemas autónomos, es amplio, dado que más de nueve millones de centroamericanos, representando una cantidad cercana a los 2 millones de hogares, aún no cuentan con acceso a este servicio, según se muestra en la Tabla 20.

La mayoría de las viviendas que no tienen acceso a electricidad se encuentran ubicadas en las áreas rurales en donde la inversión en infraestructura eléctrica es alta, dada la cantidad de habitantes y la dispersión de las viviendas. Las inversiones en electrificación rural de energía renovable son importantes para el desarrollo rural, sin embargo, los gobiernos se encuentran frente al dilema si invertir en infraestructura básica para el desarrollo, como abastecimiento de agua potable, construcción de carreteras, o invertir en cobertura eléctrica, principalmente con extensión convencional de la red. Este dilema es motivo de discusión permanente en términos de la disposición presupuestaria de los gobiernos.

[26] Oscar Coto. Estudio del Mercado del Sector Eléctrico en América Central. FENERCA, Marzo, 2003
[27] Conferencia: La energía como catalizador del desarrollo económico-social en América Latina. Conferencia Regional: Alianza Global de Energía Comunal Latino América y El Caribe (GVEP-LAC), Santa Cruz, Bolivia, 23-25 de julio 2003.

Tabla 20. Estimaciones del número de viviendas sin electricidad en Centroamérica.

País	Población	Población sin acceso a electricidad	Población sin acceso a electricidad	Número de viviendas sin electricidad
Belize	235,587	20%	47,117	9,423
Costa Rica	4,023,000	2%	80,460	16,092
El Salvador	6,276,000	20%	1,255,200	251,040
Guatemala	11,237,196	15%	1,685,579	337,116
Honduras	6,485,000	40%	2,594,000	518,800
Nicaragua	5,074,000	53%	2,689,220	537,844
Panamá	2,856,000	15%	428,400	85,680
Total	**36,186,783**		**8,779,977**	**1,755,995**

Fuente: Estadística de BUN-CA, basada en datos al año 2002, asumiendo un número promedio de 5 habitantes por vivienda.

Según datos recopilados por BUN-CA, en Centroamérica existe un alto potencial para llevar a cabo proyectos de energía con fuentes renovables, estimado en unos 19,000 MW, tal y como se muestra en la Tabla 21.

Tabla 21. Potencial técnico estimado de las fuentes de energía renovable (en MW).

País	Hidro	Geotérmico	Eólico	Co-generación a base de bagazo	Total
Belize	27	0	20	20	67
Guatemala	5,000	1,000	200	250	6,450
Honduras	1,667	35	60	110	1,822
El Salvador	575	100	30	33	738
Nicaragua	1,760	1,000	200	100	3,060
Costa Rica	3,052	900	60	24	4,036
Panamá	2,215	120	300	20	2,655
Total	**14,296**	**3,155**	**870**	**557**	**18,828**

Fuente: Recopilación de BUN-CA, basado en datos de las autoridades de energía, 2003

4.1.2 Mercados Regionales de Electricidad

Como resultado de los cambios generados por los procesos de privatización y la nueva legislación en los países de la región, numerosos inversionistas internacionales han comenzado a enfocarse en la industria energética de Centroamérica, pese a que el mercado de cada país, visto individualmente, es pequeño. Sin embargo, los gobiernos de la región están trabajando en la unificación de un mercado energético regional que involucraría a seis de los siete países de Centroamérica.

El Salvador, Panamá, Costa Rica, Guatemala, Nicaragua y Honduras firmaron en 1996 un tratado expresando su voluntad de crear un mercado competitivo unificado en la región. Para constituir este Mercado Eléctrico Regional (MER), los países centroamericanos aprobaron y ratificaron el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de Centroamérica[28], que entró en vigencia en enero de 1999, y que provee la estructura jurídica regional necesaria.

[28] El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de Centroamérica fue firmado por 6 países de la región el 30 de diciembre de 1996, no incluye Belize.

Sobre la base de los lineamientos que estipula el Tratado Marco, los gobiernos aprobaron el diseño general del MER en el año 2002, el cual consiste en un séptimo mercado en convivencia con los seis mercados o sistemas eléctricos nacionales, con reglas independientes de las de éstos, y puestos en contacto en los puntos de la Red de Transmisión Regional (RTR).

El Tratado Marco también crea la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), como ente regulador del MER, que tendrá la responsabilidad de asegurar que los principios del Tratado Marco y los reglamentos subsiguientes sean respetados por los participantes. Como autoridad reguladora, la CRIE es la máxima autoridad del MER y ejercerá sus actividades en estrecha coordinación con los reguladores de cada país, quienes son sus contrapartes naturales a nivel de cada país. También se establece la Entidad Operadora Regional (EOR), organismo creado como parte del proceso de integración regional, como responsable de la operación técnica en el ámbito regional del sistema interconectado y de las funciones del mercado regional.

Por otra parte, los gobiernos están planeando construir una red regional llamada "Sistema de Interconexión Eléctrica para Centroamérica (SIEPAC)", que consiste en desarrollar el primer sistema de transmisión regional y en la creación y puesta en marcha del mercado eléctrico centroamericano mayorista.

En 1985 inició operaciones el Consejo de Electrificación de Centroamérica (CEAC), como un organismo regional de cooperación, coordinación e integración del sector eléctrico, cuya finalidad principal es lograr el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de los estados miembros.

Asociado con el accionar del sistema eléctrico regional centroamericano, es necesario mencionar el Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), como un organismo internacional creado en 1991 por el Protocolo de Tegucigalpa, a la Carta de la Organización de Estados Centroamericanos (ODECA), con la misión, entre otras cosas, de ejecutar y coordinar los mandatos de las Cumbres de Presidentes de Centroamérica y las decisiones del Consejo de Ministros de Relaciones Exteriores.

4.2 Belize



4.2.1 Descripción del Sector Energía

Información General

Belize mantiene su estructura eléctrica basada en la Ley de Electricidad Nº13 de 1992. Dicha ley tiene como objetivo regular todo lo concerniente al servicio eléctrico en Belize. El mercado eléctrico está liberalizado y regulado, y al mismo tiempo la integración vertical está permitida. Este Decreto fue enmendado por el Decreto No. 40 de 1999, que establece como ente regulador del sector energético a la Comisión de Servicios Públicos (PUC).

Anteriormente, el estado poseía el monopolio de la generación, transmisión y distribución, transformándose en una agencia del sector privado para transmisión y distribución de energía que realiza compras a los Productores Independientes de Energía (IPPs), en un ambiente de mercado competitivo para la generación.

Capacidad instalada: Para el año 2002, la capacidad instalada de Belize era de aproximadamente 75 MW, incluyendo 25 MW hidroeléctricos, 25 MW de generación diesel; y 25 MW comprados a México.

Actuamente hay dos fuentes independientes de abastecimiento: la Empresa Eléctrica de Belize (BECOL) que posee y opera la Planta Hidroeléctrica Mollejón y la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE).

La demanda de energía en Belize crece a una tasa promedio del 7% anual. La BEL estima que requerirá una capacidad adicional de 156 MW para satisfacer la demanda proyectada al año 2010.

Generación: La generación en Belize para el año 2002, estuvo compuesta por un total de 360,879 MWh. De los cuales 88,243 MWh correspondieron a generación de BECOL con plantas hidroeléctricas y 46,491 MWh con plantas térmicas. Un total de 18,831 MWh fueron de generadores que utilizan fuentes renovables como solar y biomasa Finalmente un 51% de la generación (180,510 MWh) correspondieron a importaciones de México.

Transmisión: El sistema de transmisión es operado también por la BEL. Existe una interconexión al sistema eléctrico de México, la cual es sumamente importante para las importaciones de energía de México.

Distribución: BEL está a cargo de la distribución eléctrica, que actualmente sirve a más de 60,000 usuarios finales del total de la población del país.

Marco legal enfocado hacia la energía renovable

La principal legislación relacionada con el sector energético beliceño, es la siguiente:

Ley de 1950: Creación de la Junta de Electricidad de Belize (BEB). En 1950 la ley del acuerdo de electricidad fue revisada para establecer la Junta de Electricidad de Belize. Esta institución de gobierno tenía la responsabilidad de generar energía eléctrica, transmitirla y distribuirla al público en general.

Ley Nº13 de 1992: Establecimiento de la Belize Electricity Limited (BEL). En 1992, el decreto de electricidad de 1950

fue enmendado para promover la privatización del sector eléctricio y BEB se convirtió en Electricidad Limitada de Belize (Belize Electricity Limited -BEL) una empresa privada con participacion del gobierno del 51% de las acciones con derecho a voz y voto. En 1999, el gobierno de Belize vendió más de sus aciones, llegando así Fortis Inc. a ser el accionista mayoritario.

Ley No. 40 de 1999: Creación de la Comisión de Servicios Públicos (PUC). El Acuerdo de Electricidad de 1992 fue enmendado con este Acuerdo y conjuntamente con la PUC, se estableció un nuevo marco regulatorio para la industria privatizada. La PUC fue creada con la función principal de regular los servicios públicos y proteger los intereses de los consumidores.

El mercado eléctrico

El mercado eléctrico de Belize está liberalizado y regulado, con competencia en generación. Actualmente la BEL vende y distribuye el 100% de la electricidad; sin embargo, existen varios entes privados pequeños que generan energía eléctrica para su propio consumo.

Actualmente, la tarifa eléctrica promedio es de $19 USc/KWh para el sector residencial. El Belize las tarifas de compra las propone la BEL, ya que es el único ente distribuidor con licencia para vender al público. Esta tarifa propuesta tiene que ser conocida y aprobada por la Comisión de Servicios Públicos antes de entrar en vigor.

Principales acciones en electrificación rural

Según datos de BEL, a nivel de electrificación rural, actualmente el 85% de la población rural tiene suministro eléctrico, la mayoría de las poblaciones rurales que carecen de este suministro son las poblaciones más alejadas, ubicadas principalmente en el distrito de Toledo, al sur del país.

El gobierno de Belize ha tenido un programa de electrificación rural, implementado por la BEL, a través de expansión de la red.

4.2.2 Política Nacional de MDL

Ratificación de la CMNUCC
Fecha de firma: 13 de junio, 1992
Fecha de ratificación: 31 de octubre, 1994

Protocolo de Kyoto
Fecha de adhesión: 26 de septiembre, 2003

Belize no cuenta con reservas probadas de petróleo, gas o carbón. El petróleo utilizado para generar electricidad es importado.

Belize planea satisfacer la demanda futura con:

- Una serie de plantas hidroeléctricas que se encuentran en las etapas iniciales del proceso y que están esperando los permisos ambientales.
- Mejoras en las plantas diesel existentes.

Actualmente el país no cuenta con una oficina de Cambio Climático o para el Mecanismo de Desarrollo Limpio –MDL, debidamente instalada, sino que esto se maneja dentro del Ministerio de Recursos Naturales, bajo la coordinación de la Unidad del Departamento de Medio Ambiente.

En junio de 2002, bajo la dirección del Ministerio de Medio Ambiente y en coordinación con el Ministerio de Desarrollo Económico, se elaboró la Primera Comunicación de Cambio Climático.

El punto focal nacional de cambio climático es el Sr. Carlos Montero, en el Ministerio de Desarrollo Económico.

4.2.3 Ejemplos de Proyectos de Energía Renovable

Hasta la fecha, Belize no ha contado con ningún proyecto local bajo la modalidad de MDL o Implementación Conjunta, que haya sido aprobado. Los actuales proyectos que existen en el ámbito regional se manejan en coordinación con el Departamento del Medio Ambiente.

4.2.4 Organizaciones Relevantes

Comisión de Servicios Públicos – PUC. La Comisión es un ente autónomo, creada en 1999 por la Ley No. 40, y es el departamento gubernamental encargado de regular todos los servicios públicos en Belize. Ellos emiten licencias y fijan el precio minorista de la electricidad al público en general. El objetivo de la comisión es regular todo lo relacionado con el suministro de servicios públicos en Belize, tales como electricidad, agua y telecomunicaciones. Sin embargo, la PUC está impulsando una iniciativa para crear una Política Nacional de Energía.

Más información con:

- Gilbert Canton
  Tel: +501 227 1185
  E-mail: puc@btl.net

Ministerio de Recursos Naturales (Ministry of Natural Resources)

Más información con:

- Ismael Fabro
  Tel: +501 822-2816 / 2542
  Fax: +501 822-2862
  E-mail: envirodept@btl.net

Belize Electricity Limited – BEL. La Belize Electricity Limited (BEL) es una compañía pública de resposabilidad limitada, establecida en 1992, es la principal distribuidora de Belize. BEL tiene una licencia exclusiva por 15 años (iniciando en 1993) para proveer electricidad en Belize. Es controlada mayoritariamente por Fortis Inc. de Canadá desde 1999. Tiene oficinas en todos los distritos de Belize junto con una red nacional de 115Kv conectada a una planta hidroélectrica de 24MW y a la red nacional mexicana. Actualmente tienen un acuerdo de compra de electricidad de 25MW con México.

Más información con:

- Michael Polonio
  Tel: +501 227-0954
  E-mail: mpolonio@bel.com.bz

4.2.5 Lista de Contactos, Consultores y Proveedores

Tabla 22. Contactos, Consultores y proveedores en Belize.

Nombre	Empresa	Tipo de Información	Teléfono	E-mail
Gilbert Canton	Comisión de Servicios Públicos	Políticas, regulación	+501 227-1185	puc@btl.net
Ismael Fabro	Ministerio de Recursos Naturales y Ambiente	Políticas, Cambio Climático, MDL / Coordinador Nacional Alianza	+501 822-2816 / 2542	envirodept@btl.net
Michael Polonio	Belize Electricity Limited	Políticas, proyectos	+501 227-0954	mpolonio@bel.com.bz
Ademek Klaus	Tropicales Limited	Proveedor de paneles solares PV	+501 882-0078	tropicales@btl.net
Ambrose Tillett	Renewable Energy Consultant	Tecnologías	+501 274-555	bsnmail@btl.net
Dylan Vernon	UNDP	Proyectos, MDL	+501 822 2688	dylan.vernon@undp.org
Shaun Finnetty	UNDP	Proyectos, MDL	+501 822 2688	shaun.finnetty@undp.org
José García	TUNICH NAH Consultants	Desarrollo proyectos, MDL	+501 225 2036	tnce2036@yahoo.com

Kevin Denny	Kelosha Corporation Belize Ltd	Desarrollo proyectos, MDL	+501 422 3666	mamanoots@btl.net
Luis Aké	Renewable Energy Consultant	Tecnologías, suplidores	+501 225-2084	lrake@btl.net / Belize@bun-ca.org
Robert Nicolait	Robert Nicolait & Assocs.	Tecnologías, suplidores	+501 623-149	

NOTA: La lista anterior es introductoria y está sujeta a actualizaciones. Si alguna parte interesada desea integrarse, favor enviar nota a GSN: info@greenstream.net

4.3 Costa Rica



4.3.1. Descripción del Sector Energético

Información General

Costa Rica presenta un mercado eléctrico caracterizado por la presencia de una empresa estatal que domina el mercado (ICE), la cual está integrada verticalmente para generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica. Sin embargo, coexisten 32 empresas generadoras privadas que venden la energía producida al ICE. En la etapa de distribución existen 8 empresas, dos municipales, 4 cooperativas de electrificación rural y una sociedad anónima cuyo capital accionario en su mayoría pertenece al ICE. Asimismo de acuerdo con la legislación vigente, la generación por parte de inversionistas privados no puede ser mayor del 15% del total de la capacidad instalada del país. También existe un ente regulador del sector eléctrico que tiene participación en la determinación de las tarifas de los servicios públicos, tales como electricidad, agua, telecomunicaciones, combustibles, entre otros, denominada Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP).

Capacidad instalada: Para el año 2002, la capacidad instalada de Costa Rica fue de aproximadamente 1,796 MW, que incluye 1,023 MW provenientes de plantas hidroeléctricas, 115 MW de geotermia, 20 MW del parque eólico Tejona y 305 MW de plantas térmicas, todas las anteriores propiedad del ICE. Adicionalmente se contó con la participación privada, otras empresas eléctricas y de cooperativas de electrificación rural con 247 MW de hidroeléctricas; 30 MW de plantas de geotermia y biomasa, y 42 MW de parques eólicos. En plantas térmicas no hubo participación privada.

La demanda ha crecido a un promedio de 5.7% por año durante los últimos 20 años. Acorde con el Plan Nacional de Expansión de Generación Eléctrica para el período 2000-2010, se requiere instalar alrededor de 1000 MW de capacidad de generación, de la cual se considera que entre el 80 y 90% debe proceder de fuentes renovables y entre 10-20% restante consistiría en la instalación de plantas térmicas complementarias.

Generación: La generación en Costa Rica está en manos de 7 compañías[29] para el año 2002, estuvo compuesta por un total de 7,484.5 GWh. Un total de 5,970.4 GWh correspondieron a generación con hidroeléctricas, con plantas geotérmicas y biomasa se generaron 1,121.0 GWh, 258.9 GWh con generación eólica y 134.3 GWh a base de plantas térmicas.

Transmisión: El sistema de transmisión es operado por el ICE. Actualmente se cuenta con líneas de conexión de 1,672 km de extensión (706 km a 138 kV y 966 km a 230 kV), por medio de las cuales sirven a un total de 1,128,821 clientes.

Costa Rica tiene importantes proyectos de interconexión regional como lo es la participación dentro del Proyecto SIEPAC (interconexión a 230 Kv desde

[29] Listado de Compañías: el ICE, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz - CNFL, la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago - JASEC, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia - ESPH, COOPELESCA, el Proyecto BOT Miravalles y Empresas Privadas.

Panamá hasta Guatemala). Así también existe el Proyecto de Interconexión Atlántica con Panamá por medio del Anillo de la Amistad (en Costa Rica sería una línea de transmisión trifásica de un circuito operando a 230 kV con una longitud de 50 Kms y en Panamá serían dos líneas de transmisión de 20 kms y 120 kms cada una).

Dentro de los planes de mejoramiento del ICE existe un proyecto para el mejoramiento de la calidad de la energía eléctrica por medio de Fibra Optica con el fin de dar continuidad al servicio (energía no servida), así como calidad de la onda (depresiones de voltaje) y eliminar fallas y otras condiciones anormales en forma confiable y rápida.

Distribución: La distribución de la energía en Costa Rica está a cargo de 8 empresas. De éstas, 4 empresas tienen la distribución en la Gran Área Metropolitana, donde se encuentran la mayoría de los clientes y adicionalmente existen 4 cooperativas de electrificación rural que distribuyen la energía en este sector de la población. Actualmente, y según datos de la Dirección Sectorial de Energía, el 98% de la población costarricense tiene acceso a electricidad.

Tabla 23. Distribución de energía eléctrica en Costa Rica.

Empresa	Nº Clientes (en millones)	% Clientes	Ventas (GWh)	% Ventas
ICE	*475*	*42.1*	*2.661.7*	*38.6*
CNFL	*416*	*36.9*	*2.951.4*	*42.8*
JASEC	*62*	*5.5*	*406.8*	*5.9*
ESPH	*51*	*4.5*	*358.5*	*5.2*
Coopelesca	*50*	*4.4*	*220.7*	*3.2*
Coopeguanacaste	*41*	*3.6*	*193.1*	*2.8*
Coopesantos	*28*	*2.5*	*82.8*	*1.2*
Coopealfaro	*6*	*0.5*	*20.7*	*0.3*
Total	***1.128***	***100.0***	***6,895.7***	***100.0***

Fuente: ICE, 2002.

Marco legal enfocado hacia la energía renovable

Entre la principal legislación costarricense relacionada con energía renovable, se encuentra:

- Ley Nº449 del 8 de abril de 1949, ley de creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).
- Ley Nº7200 de 18 de octubre de 1990: La participación del sistema eléctrico privado se inicia con la promulgación de la ley 7200 en 1990. Esta Ley autoriza a la Generación Electrica Autónoma o Paralela. Declara de interés público la compra de electricidad por parte del ICE, a las cooperativas y a las empresas privadas en las cuales por lo menos el 35% del capital social pertenezca a costarricenses que establezcan centrales eléctricas de capacidad limitada. Dicha ley autoriza a instalar hasta un 15% de la capacidad total del SNI. Con apoyo de esta Ley se genera para el SIN un total de 189.85 MW, que representa un 10.2% del total instalado de Costa Rica y agrupados en un total de 31 plantas.
- Esta Ley fue modificada por la Ley Nº7508 de 31 de mayo de 1995. Modifica el porcentaje de capital costarricense, modifica el plazo de las concesiones, se adiciona un segundo capítulo sobre el régimen de competencia, para proyectos con una capacidad máxima de 50 MW y hasta un 15% adicional de la capacidad

instalada; además se incluye un apartado de disposiciones transitorias referente a la suscripción de convenios de interconexión eléctrica con otras empresas centroamericanas de servicio eléctrico nacional. Esta ley autoriza a instalar un 15% adicional del aportado en la Ley 7200.

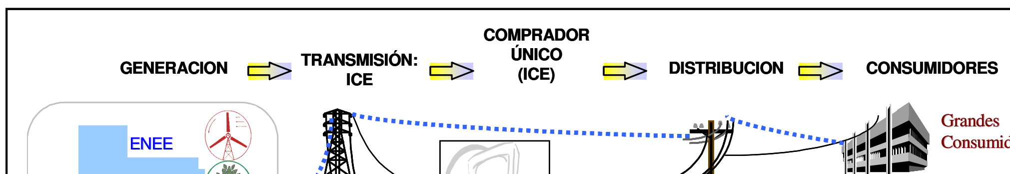
Bajo la tutela de esta nueva Ley se genera 27.5 MW de la Planta Geotérmica Miravalles III, que representa un 1.5% de la capacidad instalada del país. Además se encuentran en proceso de ejecución dos proyectos hidroeléctricos contratados bajo este marco legal.

- Ley N°8345: Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional: Con esta ley se le autoriza al MINAE otorgar concesiones de agua para la producción de hidroelectricidad. La ley permite una participación más activa de estas empresas en la etapa de generación.

El mercado eléctrico

En Costa Rica el mercado eléctrico está dominado por el ICE, toda vez que goza de pleno derecho de concesiones de agua para generar hidroelectricidad autorizada por Ley. Los precios de electricidad tanto para generación como para la venta a los consumidores son establecidos por la ARESEP.

Figura 11. Esquema del mercado eléctrico en Costa Rica.



Fuente: BUN-CA, 2003

Principales acciones en electrificación rural

Las empresas distribuidoras de electricidad que funcionan en Costa Rica han realizado importantes esfuerzos para proporcionar electricidad a través del país, permitiendo así aumentar la cobertura nacional del 47.3% en 1970 a 94.6%[30] en el 2000 (920,000 viviendas con energía). Sin embargo, el restante 5.4% de costarricenses que no tienen acceso a la electricidad (51,123 familias) son habitantes en zonas rurales. Hoy, esas familias satisfacen sus necesidades básicas de la iluminación principalmente usando el keroseno, las baterías secas y las velas de parafina, además de la leña y del gas líquido para cocinar. También, el diesel, la gasolina y el LPG se utilizan tanto para satisfacer necesidades domésticas como para actividades productivas.

Actualmente Costa Rica, por medio de la Comisión Nacional de Conservación de Energía ha presentado un proyecto ante

[30] Centro Nacional de Planeación de la Electricidad (CENPE), Instituto Eléctrico de Costa Rica.

el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF) por medio del PNUD, para la ejecución de un proyecto nacional denominado: ***"Programa nacional de electrificación aislada basado en fuentes renovables de energía"*** *(National Off-Grid Electrification Programme based on Renewable Energy Sources)*. El objetivo general del proyecto es reducir las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) promoviendo el uso de sistemas descentralizados de energía renovable en las áreas aisladas del sistema interconectado nacional (SNI) de Costa Rica. El proyecto ayudará a remover las barreras existentes que impiden el uso de fuentes renovables de energía en las áreas rurales alejadas, que son inaccesibles por medio de la extensión convencional de la red.

Como resultado de todo el proceso, se espera que 329 comunidades reciban electricidad a través de sistemas micro-hidraúlicos o fotovoltaicos, reduciendo emisiones del CO_2 por un estimado de 210 mil toneladas durante la ejecución del proyecto.

4.3.2 Política Nacional de MDL

Ratificación de la CMNUCC
Fecha de firma: 13 de junio, 1992
Fecha de ratificación: 13 de junio, 1994

Protocolo de Kioto
Fecha de firma: 27 abril, 1998
Fecha de ratificación: 9 de agosto, 2002

Costa Rica ha reconocido, sobre la base de equidad y de conformidad con sus responsabilidades comunes pero diferenciadas, la necesidad de contribuir voluntariamente a la mitigación del cambio climático.

Costa Rica cuenta con un Programa Nacional de Cambio Climático dentro del cual se llevan a cabo investigaciones referentes a inventarios, estudios de vulnerabilidad, capa de ozono y la comunicación nacional, financiados principalmente por entidades externas.

En noviembre del 2000 el Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE) presentó la Primera Comunicación Nacional sobre Cambio Climático que presenta el estado de las emisiones en el país, posibles impactos del cambio climático y posibles medidas de mitigación. De acuerdo con los resultados de esta Primera Comunicación Nacional, las emisiones de gases efecto invernadero para 1996 tuvieron un valor neto equivalente a 4.912 millones de toneladas. De este total, el sector energético contribuyó con 4.287 millones (incluyendo 2.756 millones para transporte y 1.531 millones en otros tipos de energías), otros sectores que aportaron fueron los procesos industriales 0.431 millones, agricultura 0.152 millones, y desechos 0.041 millones. Los cambios en el uso del suelo tuvieron una contribución neta CO_2 de 0.865 millones de toneladas.

Entre 1990 y 1996 las emisiones per cápita disminuyeron debido a la estabilización en la tasa de deforestación, así como de la absorción en bosque secundario y las plantaciones forestales, que compensaron el crecimiento de las emisiones en los demás sectores.

Hasta la fecha, Costa Rica no tiene legislación específica con respecto a transacciones de carbono. Existe una ley forestal, la cual incorpora el concepto de Pago de Servicios Ambientales (PSA) a propietarios privados de bosques y plantaciones forestales, en compensación a la conservación y manejo de bosques o de reforestación, lo cual está financiado con un impuesto de consumo a los hidrocarburos.

En 1994 se aprobó el Reglamento para el control de emisiones de gases y partículas producidas por vehículos automotores, con el fin de regular y controlar los gases contaminantes y de efecto invernadero; asimismo, establece límites a los transportes automotores, en la emisión de óxidos de nitrógeno, hidrocarburos no

metanos, monóxido de carbono y humo, para lo cual hace obligatoria la revisión técnica vehicular.

El Plan Oficial para la Extensión de la Generación Eléctrica en Costa Rica (2001-2016) pronostica un 5.4% de aumento en demanda baja y un 5.7% en demanda alta. Este Plan resume las estrategias de desarrollo de la generación eléctrica para satisfacer la demanda futura, considerando las diversas opciones de tecnologías disponibles. Incluye 10 potenciales proyectos hidroeléctricos que podrían contribuir con aproximadamente 875 MW. Para energía geotérmica, además de los 27.5 MW de los proyectos Miravalles, incluye 2 proyectos adicionales de 75 MW. Además, incluye el proyecto Tejona (apoyado por el GEF), que es un proyecto de energía eólica de 20 MW, que ya está funcionando. Las alternativas en cuanto a energía térmica incluyen las turbinas de gas con combustible diesel, motores bunker de media velocidad y las turbinas de vapor de ciclo combinado.

La Oficina Costarricense de Implementación Conjunta (OCIC), establecida en 1995, hoy Asociación Costarricense de Implementación Conjunta (ASOCIC), es la autoridad nacional que facilita la atracción de inversiones, proporciona los lineamientos generales, evalúa proyectos, vela por el monitoreo de los proyectos, reporta a la Secretaría de la CMNUCC y representa al Gobierno de Costa Rica en las negociaciones ante la Convención y otros órganos multilaterales y de relación bilateral.

Costa Rica, dentro de la fase piloto de implementación conjunta, ha recibido cooperación de diversos países, como Noruega, Suiza, Finlandia, Holanda y Estados Unidos. Actualmente, Costa Rica tiene 9 proyectos con AIC aprobados por la Secretaría de la CMNUCC, 4 proyectos de energía renovable (1 hidroeléctrico y 3 eólicos), 4 forestales y uno de tratamiento de aguas servidas en beneficios de café. Todos los proyectos de energía están en operación y producen aproximadamente el 6.4% de la energía que se consume en el país; dos proyectos forestales ya obtuvieron financiamiento, lo que significa que por medio de la AIC, se logró una inversión de unos US$ 140 millones en el país.

El Punto Focal de MDL en Costa Rica es el Lic. Pablo Manso, Gerente de OCIC. Información de contacto: e-mail: crocic@racsa.co.cr, ocicgm@racsa.co.cr; tel: (506) 222-4290 / 222-7426, o bien el Lic. Mario Alvarado, Presidente de ASOCIC, Información de contacto: e-mail: alyvisa@racsa.co.cr; tel: (506) 258-4141.

4.3.3. Ejemplos de Proyectos de Energía Renovable

Como se mencionó anteriormente, Costa Rica cuenta con proyectos de energía renovable, entre los que destacan los forestales, eólicos, uno hidroeléctrico y uno de tratamiento de aguas servidas en beneficios de café. Asimismo, dos proyectos forestales ya obtuvieron financiamiento. La siguiente Tabla muestra un resumen de los proyectos ejecutados bajo implementación conjunta en el sector de energía de Costa Rica.

Tabla 24. Proyectos de implementación conjunta en el sector energía, Costa Rica.

Proyecto	Tipo	Capacidad instalada (MW)	Generación (GWh/año)	Costo total US$ millones	Reducción de emisiones (tm C)
Doña Julia	*Hidroeléctrico*	*16*	*85*	*27.0*	*562,020*
Plantas eólicas	*Eólico*	*20*	*98*	*30.4*	*506,720*
Tierras Morenas	*Eólico*	*20*	*90*	*27.0*	*562,020*
Aeroenergía	*Eólico*	*6.4*	*30*	*8.9*	*146,000*
Total		***62.4***	***303***	***93.3***	***1,776,760***

Fuente: Instituto Metereológico Nacional, 2000

4.3.4 Organizaciones Relevantes

Ministerio de Ambiente y Energía–MINAE. Bajo la responsabilidad de este Ministerio se encuentra la emisión de políticas relacionadas con el sector energético, así como de la protección de los recursos naturales del país.

Más información:

- Carlos Manuel Rodríguez, Ministro
  Tel: +506 257-1417 / 223-2124
  Fax: +506 257-0697
  E-mail: cmrodriguez@minae.go.cr
  Web: www.minae.go.cr

Dirección Sectorial de Energía-DSE. Esta dirección está adscrita al MINAE. La DSE fue establecida con el fin de aunar esfuerzos para: a) desarrollar, implementar y consolidar la formulación, ejecución y control de un sistema permanente de planificación energética; b) obtener los elementos necesarios para la toma de decisiones correctas a nivel cualitativo y cuantitativo con relación a opciones energéticas específicas; c) desarrollar un modelo integral de planificación para el área de la energía; y d) investigar fuentes sustitutivas de las energías no renovables. Fue creada mediante convenio suscrito el 15 de febrero de 1984 entre el ICE, la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), la ARESEP, y MINAE.

Más información con:

- Gloria Villa
  Tel: +506 257-3662
  Fax: +506 257-2434
  E-mail: gvilla@dse.go.cr
  www.dse.go.cr

Autoridad Reguladora de Servicios Públicos-ARESEP. La Ley de creación de la ARESEP, que transformó el anterior Servicio Nacional de Electricidad (SNE), creado por Ley Nº77 del 31 de Julio de 1928 y sus reformas, en el inciso a) del artículo 5º, capítulo III de la Ley, refiriéndose a las funciones y atribuciones de la ARESEP, indica que entre los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley. Los servicios públicos antes mencionados están el suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, trasmisión, distribución y comercialización.

Más información con:

- Adolfo Lobo, Dirección de Energía
  Tel: +506 220-0102
  Fax: +506 290-2010
  E-mail: den@aresep.go.cr
  www.aresep.go.cr

Instituto Costarricense de Electricidad – ICE. El ICE, fue creado por Ley Especial Nº449 del 8 de abril de 1949[31] como una institución autónoma

[31] Esta Ley que dió origen al ICE ha sido modificada por las leyes: Nº2749 del 24 de mayo de 1961, Nº3003 del 11 de julio de 1962,

encargada del desarrollo de las fuentes productoras de energía eléctrica del país. Una de las funciones del ICE consiste en desarrollar racionalmente las fuentes productoras de energía propias de Costa Rica, especialmente los recursos hidráulicos, y estimular el uso de la electricidad para el desarrollo industrial y de su población. Desde 1963 el ICE asumió la responsabilidad de establecer y operar los servicios de telecomunicaciones del país. Actualmente el Grupo ICE está conformado por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (CNFL), Radiográfica Costarricense, S.A. (RACSA) y el ICE-Electricidad e ICE-Telecomunicaciones.

Más información con:

- Misael Mora
  Tel: +506 220-6363
  E-mail: mmora@ice.go.cr
  www.ice.go.cr

Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.-CNFL. Fue fundada el 8 de abril de 1941 como una sociedad anónima donde el ICE posee la mayoría de acciones. Tiene la misión de contribuir al desarrollo económico y social del país, mediante el suministro de un servicio eléctrico competitivo del mercado. La CNFL se ha constituido como la empresa distribuidora y comercializadora de energía dominante en el mercado costarricense, sirve cerca del 2% del territorio nacional, cubriendo un área de 903 km2 del Gran Area Metropolitana, incluyendo la capital del país, San José. La CNFL tiene un potencial de generación de 55.5 MW de capacidad instalada, en siete plantas hidroeléctricas que para el año 1997, generaron el 10,2% de le energía comercializada.

Más información con:

- Henry Chinchilla, Departamento Conservación de Energía
  Tel: +506 257-8647
  E-mail: hchinchilla@cnfl.go.cr
  www.cnfl.go.cr

Empresa de Servicios Públicos de Heredia-ESPH. En la Ley N°767 del 25 de octubre de 1949, se creó bajo el nombre de Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Heredia, y en la Ley N°5889 del 1 de abril de 1976, como respuesta a los cambios de la época, se crea lo que actualmente se denomina Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH). La ESPH tiene, además de la distribución de energía eléctrica en la Provincia de Heredia, atender otros tres servicios básicos para la población como son el suministro de agua potable, el alumbrado público y el alcantarillado sanitario.

Más información con:

- Francisco Hidalgo, Energía Eléctrica
  Tel/fax: +506 260-0833
  E-mail: jherrerav@esph-sa.com
  www.esph-sa.com

Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago-JASEC. Fue creada por la Ley N°3300 del 23 de julio de 1964. JASEC es una empresa de servicio público que abastece de energía eléctrica a cinco cantones de la Provincia de Cartago. Su función primordial consiste en administrar en forma exclusiva la empresa eléctrica de la Municipalidad del Cantón de Cartago.

Más información con:

- Oscar Meneses, Gerente General
  Tel: +506 592-2828
  Fax: +506 551-4529
  E-mail: omeneses@jasec.co.cr or jaseccr2@racsa.co.cr

Asociación Costarricense de Productores de Energía-ACOPE. ACOPE fue creada en 1989, y actualmente representa a más de 40 unidades hidroeléctricas, eólicas y de biomasa, de carácter privado que generan en el país y que se traducen en una capacidad de producción de más de 135

N°3154 del 31 de julio de 1963 y N°5507 del 19 de abril de 1974.

MW en total. Es importante señalar que la generación privada ha tenido un importante auge en los últimos años, a pesar de que la mayor parte de las compañías y cooperativas se limitan a generar la energía para venderla al ICE o a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). La generación privada en Costa Rica está respaldada por las Leyes N° 7200 y 7508, que autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela.

Más información con:

- Mario Alvarado, Director Ejecutivo
  Tel: +506 258-4141
  Fax: +506 258-4136
  E-mail: acopecr@racsa.co.cr

COOPESANTOS, R.L. Fue constituida en enero de 1965, con el objetivo de suministrar la energía eléctrica en la región de los Santos y Caraigres, que comprende los cantones de Dota, Tarrazú, León Cortés, Acosta y parcialmente la parte Sur y Oeste de los cantones de El Guarco, Cartago, Desamparados, Aserrí y Mora. Esta Cooperativa cubre un territorio de 1.500 km2, con unos 1.200 km de líneas de distribución, al servicio de 125 comunidades, y más de 100.000 personas que se benefician directamente.

Más información con:

- Elías Calderón, Gerente
  Tel: +506 546-2525
  Fax: +506 546-6173
  E-mail: cosantos@racsa.co.cr

COOPEGUANACASTE, R.L. Fue constituida en enero de 1965, con el objetivo de brindar a la sociedad servicio eléctrico. Esta cooperativa cubre un territorio de 1500-2000 km^2, con unos 2000 km de líneas de distribución, al servicio de los cantones de Guardia, Santa Cruz, Liberia, Hojancha, Carmona (Jicaral, Lepanto, Paquera) Puntarenas, en donde se benefician unos 33.200 asociados directamente. En los últimos años, esta Cooperativa ha logrado instalar más de 150 paneles fotovoltaicos, beneficiando así a unas 153 familias de escasos recursos.

Más información con:

- Harry Gutiérrez, Gerente General
  Tel: +506 680-2121
  Fax: +506 680-0606
  E-mail: harry.gutierrez @coopeguanacaste.com or coopegua@racsa.co.cr
  www.coopeguanacaste.com

COOPE ALFARO RUIZ, R.L. Fue constituida en noviembre de 1972, con el objetivo de brindar a la sociedad servicio eléctrico. Esta cooperativa cubre un territorio con unos 250 km de líneas de distribución, al servicio de los cantones de Alfaro Ruíz, Naranjo, Valverde Vega y San Ramón, en donde se benefician unas 5000 personas directamente.

Más información con:

- Erick Rojas, Gerente General
  Tel/fax: +506 463-3273
  E-mail: coopalfa@racsa.co.cr

COOPELESCA, R.L. Fue constituida en enero de 1965, con el objetivo de brindar a la sociedad servicio eléctrico. Esta cooperativa cubre un territorio de 4.956 km^2, con unos 2200 km de líneas de distribución, al servicio de los cantones de Sarapiquí, San Carlos, San Ramón, Alajuela, los Chiles y algunos distritos de Grecia, en donde se benefician unos 32.500 asociados directamente. Coopelesca tiene en servicio unos 47.000 medidores.

Más información con:

- Juan Vicente Muñoz,
  Gerente General
  Tel: +506 460-0666
  Fax: +506 460-5755
  E-mail: coopelesca@racsa.co.cr

CONELÉCTRICAS, R.L. Las cuatro cooperativas de electrificación rural en Costa Rica, mencionadas anteriormente, formaron el 26 de junio de 1989 una nueva cooperativa, el Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa

Rica, R.L., conocida como Coneléctricas, R.L. Uno de los objetivos principales de esta unión, es desarrollar proyectos de generación hidroeléctrica. Las cuatro cooperativas brindan en conjunto, el servicio eléctrico a un población cercana a 500 mil personas en un área de 11500 km^2, siendo aproximadamente el 22% del territorio nacional.

Más información con:

- Carlos Rodríguez, Gerente General
  Tel: +506 460-0044
  Fax: +506 460-6363
  E-mail: conelect@racsa.co.cr

Oficina Costarricense de Implementación Conjunta-OCIC. OCIC es la Autoridad Nacional Designada de Costa Rica.

Más información con:

- Pablo Manso, Gerente de OCIC
  Tel. +506 222-4290
  E-mail: crocic@racsa.co.cr

Sector Financiero. En Costa Rica existe una gran variedad de instituciones financieras, desde los 3 bancos públicos, hasta más de 10 bancos privados. Asimismo se cuenta en este país con representación de Banca de Desarrollo, a saber: Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco mundial (BM). También se cuenta con presencia de instituciones financieras relacionadas con el financiamiento de proyectos en energía renovable en Centroamérica, tales como la Empresa de Inversiones E+Co y la Corporación Interamericana de Inversiones (rama privada del BID).

4.3.5 Lista de Contactos, Consultores y Proveedores

Tabla 25. Lista de contactos en energía renovable en Costa Rica.

Contacto	Empresa	Especialización	Teléfono (506)	E-mail
Gloria Villa	Dirección Sectorial de Energía	Políticas	257-3662	gvilla@dse.go.cr
Giovanni Castillo	Dirección Sectorial de Energía	Coordinador Nacional Alianza	257-3662	gcastillo@dse.go.cr
Misael Mora	Instituto Costarricense de Electricidad	Políticas, Proyectos, Conservación de Energía	220-6363	mmora@ice.go.cr
Henry Chinchilla	Compañía Nacional de Fuerza y Luz	Conservación de Energía	257-8647	hchinchilla@cnfl.go.cr
Pablo Manso	Oficina Costarricense de Implementación Conjunta (OCIC)	Políticas MDL	222-4290 222-7426	crocic@racsa.co.cr ocicgm@racsa.co.cr
Adolfo Lobo	Dirección de Energía; Autoridad Reguladora de Servicios Públicos	Políticas, tarifas	220-0102 (ext. 251)	den@aresep.go.cr www.aresep.go.cr
Alonso Lara	Inalámbrica	Suplidores	280-8860 280-8861	alonso@inalambrica.net
Carlos Meneses	Consultécnica	Consultores	257-6444	consul@racsa.co.cr
Carlos Rodríguez Chaves	Conelécticas, R.L.	Desarrollo proyectos	460-0044	conelect@racsa.co.cr
Douglas Soto	TechnoServe	Consultores	256-1334	dsoto@racsa.co.cr
Oscar Coto	Consultor	Energía Renovable, MDL	271-3210	ocoto@amnet.co.cr
Dennis Sánchez Acuña	BCIE	Información financiera	253-9394	dsanchez@bcie.org
Fernando Alvarado	E+CO	Información financiera	296-3532	eycolac@amnet.co.cr
Gustavo Romero	Corporación Interamericana de Inversiones	Información financiera	233-2543	gustavorc@iadb.org
Fernando Quirós	Sistemas de Potencia de C. A.	Suplidor de equipos	286-1010	sistpot@racsa.co.cr
Freddy Hernández	Fuentes Alternas de Energía	Consultores	442-9042 443-2315	ersarefr@racsa.co.cr
Gerardo Porras	ALUNASA	Suplidores	635-5522	alunasaesp@racsa.co.cr
Gustavo Jiménez	Jiménez y Asociados	Consultor	385-2365	jimenez@racsa.co.cr
Hans Neurohr	Nissho Iwai (NIDECSA)	Financiera, Suplidores	221-9026 222-6917	hneurohr@racsa.co.cr
Jan Borchgrevink	Nordteco, S. A.	Proveedor de equipos cólicos	231-3628 290-8605	nordteco@racsa.co.cr
Luis Fernando Chanto	CIRE	Consultores	240-2090	lfchanto@racsa.co.cr
Mario Alvarado	ACOPE	Suplidores, Desarrolladores, Financiera	258-4141	acopecr@racsa.co.cr
Milton Esquivel	Sol Electro Heredia	Desarrollo de Proyectos	237-1217 386-6559	solelect@racsa.co.cr
Reto Rechsteiner	Swissol, S. A.	Suplidor Colectores Solares	438-1130	proecorr@intercentro.com
José María Blanco	BUN-CA	Desarrollo proyectos, políticas, financiamiento	283-8835	jblanco@bun-ca.org www.bun-ca.org
Leonel Umaña	BUN-CA	Desarrollo proyectos, políticas, financiamiento	283-8835	lumana@bun-ca.org www.bun-ca.org
Leyda Mercado	PNUD (SURF-Latinoamérica)	Desarrollo proyectos, políticas	296-1544	leyda.mercado@undp.org
Kasper Koefoed	PNUD	Desarrollo proyectos	296-1544	kasper.koefoed@undp.org

NOTA: La lista anterior es introductoria y está sujeta a actualizaciones. Si alguna parte interesada desea integrarse, favor enviar nota a GSN: info@greenstream.net.

4.4 El Salvador



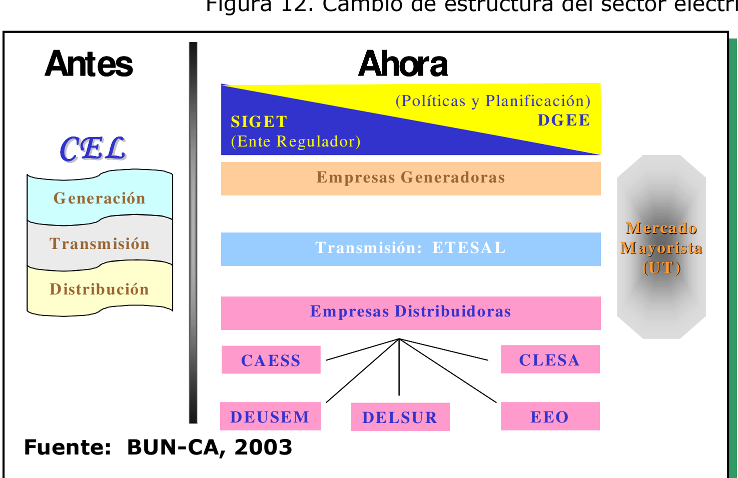
4.4.1 Descripción del Sector Energético

Información General

El Salvador aprobó la Ley General de Electricidad en 1996. Dicha ley promueve la libre competencia en la generación, transmisión y distribución, así como la reestructuración de la empresa eléctrica nacional, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL). Esta ley condujo a la privatización del sistema de distribución en 1998, la venta de 276 MW de plantas de generación en 1999 y la privatización del sistema de transmisión en el año 2000. La ley estableció además un ente regulador, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) y un operador del Mercado Mayorista, la Unidad de Transacciones (UT).

El Gobierno de El Salvador decidió reestructurar el sector de electricidad estableciendo un modelo de desintegración vertical atenuado (contabilidad separadas por actividad y neutralidad del sistema de transmisión), libre acceso de terceros a la red de transmisión y distribución de forma tal que garantice la libertad de entrada sobre bases objetivas y no discriminatorias. Creó varias compañías de generación, separó la coordinación de la generación, del mantenimiento y expansión del sistema de transmisión. Se crearon además, 4 compañías de distribución de electricidad regional. El siguiente Gráfico muestra esquemáticamente el cambio de la estructura eléctrica en El Salvador.

Figura 12. Cambio de estructura del sector eléctrico en El Salvador.



Generación: Al año 2002, El Salvador cuenta con una capacidad instalada mayor a 1,136 MW. De los cuales, 422 MW corresponden a generación con plantas hidroeléctricas, 161 MW corresponden a plantas geotérmicas, 52 MW a generadores que utilizan biomasa y 501 MW a base de plantas térmicas.

El crecimiento anual de la demanda energética de El Salvador se encuentra entre el 6% y 7%, lo cual indica la necesidad de agregar al sistema una capacidad adicional de alrededor de 50 MW cada año, sin embargo, no se ha aumentado la capacidad de producción en esta misma proporción, por lo que para satisfacer la demanda interna se recurre a la importación de energía.[32]

Durante el año 2002, la CEL, principal generadora hidroeléctrica de El Salvador, que es estatal, continuó con el proceso de rehabilitación y re-potenciación de la Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre, iniciado el año anterior. Debido a esto, dicha planta generadora expandió en 15 MW su capacidad instalada, pasando de 84.4 MW a 99.4 MW. Asimismo, en la actualidad CEL efectúa un programa de ampliación de la capacidad instalada en la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande, mediante el cual se proyecta aumentar la potencia instalada de 135.0 MW a 171.0 MW. Dentro de las perspectivas de crecimiento del mercado, CEL tiene dentro de sus proyecciones, la repotenciación de sus centrales hidroeléctricas (81 MW en el corto plazo) y la construcción de nuevas plantas (305 MW, proyecto Río Lempa).

Por otra parte, la empresa Duke Energy que es un gran generador, inició en 2002 un proceso de retiro de unidades generadoras y modernización de las Centrales Térmicas de San Miguel y Soyapango. En total Duke Energy redujo su capacidad instalada en 88.4 MW, pasando de 383.5 MW en 2001 a 295.1 MW al 2002.

Transmisión: El sistema de transmisión es operado y responsabilidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica de El Salvador (ETESAL), una empresa controlada por CEL. Existe una interconexión del sistema eléctrico con Guatemala y Honduras (el denominado *Triángulo del Norte*), la cual es sumamente importante para El Salvador, ya que importa entre el 10% y el 20% de su energía.

Distribución: Este sector ha sido privatizado completamente en El Salvador y está dividido en 5 empresas que se reparten las áreas urbana y rural. Las distribuidoras CAESS (Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador), CLESA (Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana), EEO (Empresa Eléctrica de Oriente) y DEUSEM (Distribuidora Eléctrica de Usulután), que son propiedad de la norteamericana AES Corporation y que sirven aproximadamente al 75% del mercado; en tanto que la otra distribuidora DELSUR (Distribuidora del Sur), propiedad de PPL Global, tiene a su cargo la distribución al resto de los usuarios.

Recientemente ha surgido la participación de la Distribuidora Excelergy, la cual, según datos recientemente publicados indican que esta empresa ha recibido nuevas solicitudes de inscripción de unos 5,000 usuarios residenciales que anteriormente compraban el servicio a CAESS[33].

Marco legal enfocado hacia la energía renovable

La principal legislación relacionada con energía renovable en El Salvador, incluye:

- *Decreto Nº 843*, del 10 de octubre de 1996, Ley General de Electricidad y su Reglamento Acuerdo Nº70, del 25 de julio de 1997)

[32] "Piden cambios de fondo en energía", El Salvador.com, 15 de agosto, 2003.

[33] Revista La Semana por E&N, Nº101 del 22 de agosto del 2003.

- *Decreto Nº354* de 10 de Julio de 1998, Ley del Fondo de Inversión Nacional de Electricidad y Telefonía.
- *Acuerdo SIGET NºE-13-99*, de 19 de julio, 1999, Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista
- *Acuerdo N° 27*, de 11 de enero de 2001 del Órgano Ejecutivo de Economía, establecimiento de la Dirección de Energía Eléctrica.
- *Acuerdo SIGET N° 59-E-2001*, de 14 de agosto, 2001, Normas aplicables al procedimiento de licitación para el otorgamiento de concesiones de recursos geotérmicos e hidráulicos con fines de generación eléctrica.
- *Decreto Nº1216*, de 10 de abril del 2003, Reformas a la Ley General de Electricidad

El mercado eléctrico

En El Salvador, el Mercado Mayorista está compuesto por el *Mercado de Contratos* (MC) y el *Mercado Regulador del Sistema* (MRS), el cual es administrado y operado por la Unidad de Transacciones S.A. de C. V. (UT). La UT opera el Mercado Regulador del Sistema y usa el Mercado de Contratos para su despacho programado. La estructura de participación durante los primeros meses de 2003 es de 40% del MC y 60% del MRS; en el 2002 fue de 80% del MC y 20% del MRS.

Los generadores, distribuidores, comercializadores y los grandes consumidores con capacidades mayores a 5 MW pueden participar en la UT. El esquema de generación eléctrica es altamente dependiente de las lluvias estacionales, puesto que las plantas hidroeléctricas suministran alrededor del 40% de la capacidad generadora total del país.

Las normas de operación del Sistema de Transmisión y del mercado mayorista deberán estar contenidas en el Reglamento de Operación, que para esos efectos emita la Unidad de Transacciones. Los participantes en el mercado eléctrico salvadoreño, a diciembre de 2002, se muestran en la siguiente Tabla.

Tabla 26. Participantes en el mercado mayorista de El Salvador, 2002.

Generadores	Distribuidoras	Comercializadores
◆ *CEL*	◆ *CAESS*	◆ *CONEC-ES*
◆ *GESAL (ahora La Geo)*	◆ *DELSUR*	◆ *Mercados Eléctricos*
◆ *Duke Energy El Salvador*	◆ *AES-CLESA y Cía.*	◆ *CEC*
◆ *Nejapa Power Company*	◆ *EEO*	◆ *Excelergy*
◆ *CESSA*	◆ *DEUSEM*	◆ *Cartotécnica*

Fuente: Boletín de Estadísticas Eléctricas Nº4, 2002, SIGET

Si bien el Reglamento de Operación del MM no permite la entrada de productores con una capacidad inferior a 5 MW, el Reglamento de Comercializadores aprobado en noviembre de 2000 incorpora otros mecanismos que posibilitarían su participación en el mismo como un "agente indirecto del mercado", que opera a través de las redes de distribución de su respectiva zona.

Como una alternativa para afianzar la participación de los pequeños productores, dentro del actual marco legal/institucional, se está analizando la posibilidad de crear una comercializadora que los reúna y que tenga la capacidad de manejar el riesgo propio de la actividad, la

cual podría ser estatal o mixta con participación del sector privado.

Actualmente, la DEE está buscando fondos para la constitución de la comercializadora para proyectos menores de 5 MW. Se espera que la participación de esta comercializadora facilite el desarrollo de pequeños proyectos de energía renovable a través de instrumentos financieros que reduzcan el riesgo de recuperar el capital inicial requerido por dichos proyectos. La Figura 13 muestra esquemáticamente el tipo de mercado eléctrico que se utiliza en El Salvador, así como algunos de sus participantes.

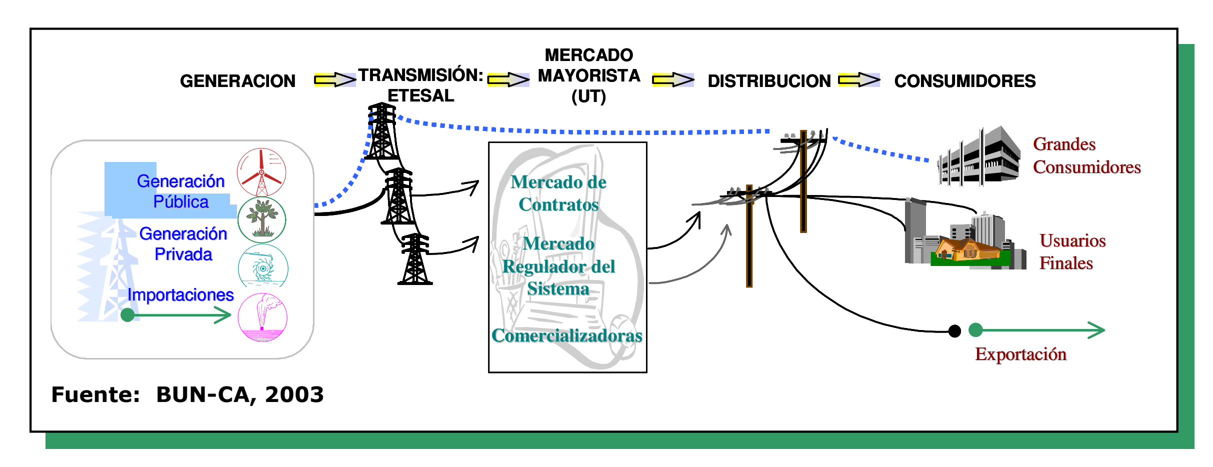


Figura 13. Esquema del mercado eléctrico en El Salvador.

Principales acciones en electrificación rural

Los datos más recientes indican que aproximadamente el 84% de la población total de El Salvador cuenta con acceso a servicios eléctricos. Datos del Ministerio de Economía, indican que en las áreas rurales, aproximadamente el 63% de la población cuenta con acceso a estos servicios.

El rol fundamental en lo que respecta a la formulación de políticas de electrificación rural queda en manos de la DEE. Según datos de la DEE, la inversión en electrificación rural se calcula en más de US$50 millones de 1999 a diciembre de 2003. Esta inversión ha sido específicamente en la construcción de líneas en aproximadamente 3,000 kilómetros, beneficiando así a unos 390,000 salvadoreños de áreas rurales. Se estima que a diciembre de 2003 se tiene una cobertura del 84% y la meta es alcanzar el 90% de electrificación nacional (70% de electrificación rural) al año 2006.

El Salvador está elaborando actualmente un plan nacional para la electrificación rural. El Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía (FINET) es un fondo dirigido a promover el desarrollo rural de la infraestructura eléctrica y de telecomunicaciones, sin embargo, FINET carece de una estructura administrativa propia con características de autosuficiencia. Las regulaciones de FINET están siendo revisadas actualmente y existen planes para incorporarlo bajo un fondo más general de desarrollo nacional, en el denominado Fondo de Inversión Social para el Desarrollo Local (FISDL).

El FISDL, por su parte, dispone de recursos para financiar genéricamente obras de infraestructura, incluyendo las de infraestructura eléctrica, y se constituyó como una institución autónoma adscrita al Ministerio de

Planificación y Coordinación del Desarrollo Económico y Social.

4.4.2 Política Nacional de MDL

Ratificación de la CMNUCC
Fecha de firma: 13 de junio, 1992
Fecha de ratificación: 4 de diciembre, 1995

Protocolo de Kioto
Fecha de firma: 8 de junio, 1998
Fecha de ratificación: 30 de noviembre, 1998

Al firmar y ratificar la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y el Protocolo de Kyoto, El Salvador ha reconocido que las actividades humanas afectan la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y se ha comprometido con los esfuerzos mundiales en contra del cambio climático.

El Ministerio del Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN) contrató a la Universidad Centroamericana José Simeón Cañas (UCA) para la preparación del inventario nacional de GEI. El inventario nacional de El Salvador usa el año 1994 como base e incluye las emisiones de tres gases: dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O). También incluye el monóxido de carbono (CO) y óxido de nitrógeno (NO_x) como colaboradores indirectos al efecto invernadero. Se estimó un nivel total de emisiones de 1.6 toneladas de CO_2 por habitante, con base en la información del inventario nacional y de la población de El Salvador en 1994.

Se calcula que El Salvador tuvo un total neto de emisiones de CO_2 de 8,644.94 Gg en 1994 (Gg significa Giga gramos -10^9 gramos- en otras palabras, 1000 toneladas métricas.) El sector energético que produjo 4,224.18 Gg (49%), en ese año el sector industrial con 490.12 Gg (6%) y el sector forestal y de cambio de uso de la tierra con 3,930.64 Gg (45%) son las fuentes que más han contribuido a la liberación de carbono a la atmósfera.

Recientemente el MARN finalizó, con el apoyo del Fondo de Carbono del Banco Mundial, el Estudio de Línea Base para el Sector Eléctrico de El Salvador, en el cual se determinó que para proyectos a pequeña escala (iguales o menores a 15 MW de capacidad), y proyectos nuevos de eficiencia energética a pequeña escala (menores o iguales a 15 GWh por año en ahorro), el factor de emisión es de 0.725 toneladas de CO_2 por MWh.[34], cuyo calculo se realizó con base a la metodología "Margen Combinado", recomendado por la Junta Ejecutiva del MDL.

Institucionalidad del mecanismo de desarrollo limpio en El Salvador

En abril de 2002, se nombró ante la Secretaría de la Convención de Cambio Climático al Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN) como la Autoridad Nacional Designada, para el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en El Salvador; con el objetivo de apoyar y desarrollar actividades orientadas a implementar el MDL en el país.

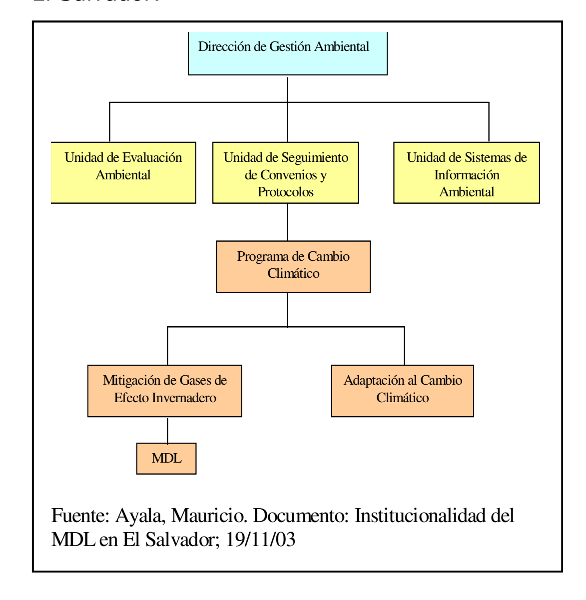
Dentro de la Estructura organizativa del MARN, el tema del MDL se maneja operativamente en el marco del Programa de Cambio Climático, específicamente dentro del componente de mitigación de gases de efecto invernadero; el Programa de Cambio Climático depende de la Unidad de seguimiento de Convenios y Protocolos, la cual depende a su vez de la Dirección de Gestión Ambiental (ver a 14). Dentro de sus principales funciones se encuentran:

- Facilitar la participación de los diferentes sectores en el Mecanismo de Desarrollo Limpio;
- identificar proyectos con potencial de participar en el MDL;

[34] MARN, Fondo de Carbono. Estudio de línea base para el sector eléctrico de El Salvador. Pág. 1. San Salvador, 2003

- brindar asistencia técnica en el proceso de formulación de proyectos;
- crear capacidad nacional en el ciclo de proyectos MDL;
- gestionar recursos financieros para cubrir los costos de transacción en la fase de formulación y validación;
- facilitar la venta de certificados de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (CERs) con diferentes iniciativas, gobiernos y empresas privadas de países desarrollados; y
- evaluar y aprobar proyectos en base a los criterios de elegibilidad del Protocolo de Kyoto.

Figura 14. Estructura organizativa del MDL en El Salvador.



Fuente: Ayala, Mauricio. Documento: Institucionalidad del MDL en El Salvador; 19/11/03

Procedimiento de evaluación y endose de proyectos MDL

Preparación de la idea de proyecto (PIN): El titular del proyecto deberá preparar una idea de proyecto en base al formato requerido por la entidad o iniciativa a la cual se presentará el proyecto, tales como: Fondo de Carbono del Banco Mundial, Programa de Holanda de compra de certificados de reducción de emisiones y el Programa MDL de Finlandia, entre otras. Cuando el titular del proyecto lo requiera, puede solicitar al Punto Focal del MDL, apoyo técnico en la fase de elaboración del PIN.

Solicitud de carta de no objeción: Una vez formulado el PIN se deberá solicitar al MARN una carta de no objeción del proyecto, ya que es un requisito exigido por las iniciativas interesadas en la compra de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Revisión del PIN: El Punto Focal del MDL, revisa técnicamente el PIN sobre la base de ciertos criterios, tales como: adicionalidad ambiental, metodología de línea base utilizada, cálculo de las toneladas de CO_2 que evitará el proyecto, contribución al desarrollo sostenible. En el caso de proyectos de energías renovables de pequeña escala (menores de 15 MW) y de eficiencia energética (menores de 15 GWh) el titular del proyecto podrá utilizar el estudio de línea base elaborado por el MARN, donde se ha calculado un factor de emisión estándar (ton/CO_2 x MWh).

Aprobación y entrega de la carta de no objeción: Una vez el PIN es revisado y aprobado por el Punto Focal del MDL, se remite internamente un memorando con la opinión técnica, solicitando la no objeción de parte de la Dirección de Gestión Ambiental y del Departamento Jurídico; una vez se cuenta con la no objeción de estas dos instancias, se solicita al Señor Ministro la firma de la carta de no objeción del proyecto. En el caso de proyectos que todavía no cuenten con el Permiso Ambiental, pero que ya presentaron el Estudio de Impacto Ambiental al MARN, se les podrá otorgar una carta de no objeción condicionada a la aprobación del Permiso Ambiental.

Elaboración del Documento de Proyecto: Una vez el PIN es aprobado por la iniciativa con la cual

se estén negociando los certificados de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, se procederá a formular el documento de proyecto (PDD) con base a la guía publicada en el sitio web de la Convención de Cambio Climático.[35]

Aprobación y emisión de la carta de Endose: Una vez que se formula el Documento de Proyecto (PDD) se deberá solicitar la carta de endose del proyecto al MARN y se seguirá el mismo procedimiento que se ha establecido para otorgar la carta de no objeción.

El Punto Focal del MDL al interior del MARN es:

- Lic. Mauricio Ayala
  e-mail: ayalam@marn.gob.sv
  tel: (503) 223 04444
  http://www.marn.gob.sv/cambio_climatico.htm

4.4.3 Organizaciones Relevantes

Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales-MARN. El MARN es la autoridad nacional designada para el Cambio Climático y el MDL en El Salvador. Este Ministerio está estrechamente ligado a la necesidad de coordinar esfuerzos para la ejecución de acciones tendientes a la protección del medio ambiente y al manejo sostenible de los recursos naturales del país, razón por la cual vincula su trabajo con todos los sectores de la sociedad.

Más información con:

- Mauricio Ayala
  Tel: +503 223 0444
  E-mail: ayalam@marn.gob.sv
  www.marn.gob.sv

Dirección de Energía Eléctrica-DEE. Es una unidad administrativa especial de carácter técnico adscrita al Ministerio de Economía, creada por el Acuerdo Nº27 de fecha 11 de enero de 2001, con la finalidad de asistir al Ministerio que es el ente rector de políticas del sector eléctrico en El Salvador. Entre sus principales objetivos están:

- Perfeccionar el proceso de transformación y modernización del sector eléctrico, por medio del monitoreo y análisis del funcionamiento del Mercado Eléctrico;
- Impulsar la integración eléctrica regional, propiciando el fortalecimiento de los organismos regionales del sector, así como la sanción de reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias destinadas a regular el funcionamiento de un mercado eléctrico regional;
- Definir e implementar una estrategia de Electrificación Rural (ER);
- Determinar una política y estrategia viable de electrificación rural en el mediano plazo, en coordinación con las diferentes entidades involucradas (FINET, SETEFE, DISTRIBUIDORAS);

Promover las fuentes renovables y el uso eficiente de la energía.

Más información con:

- Jorge Rovira, Director General
  Tel: +503 281-1122
  E-mail: jrovira@minec.gob.sv

Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones-SIGET. Fue creada en 1996 mediante la Ley de Creación de SIGET. Es una institución autónoma cuya máxima autoridad es el Superintendente General nombrado por el Presidente de la República. Esta entidad es responsable de asegurar el cumplimiento de todas las leyes aplicables y regulaciones relacionadas con los sectores de electricidad y telecomunicaciones en El Salvador. Las responsabilidades de la SIGET incluyen: velar por la calidad de

[35] http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents

los servicios, aprobar las tarifas establecidas por los Distribuidores en sus propias áreas de distribución, hacer cumplir los requisitos regulatorios en el sector de electricidad, penalizar por el incumplimiento a dicha regulación, resolver conflictos entre operadores y coordinar con las autoridades en materia de medio ambiente.

Más información con:

- Giovanni Hernández
  Tel: +503 288-0066
  E-mail: ghernandez@siget.gob.sv

Unidad de Transacciones-UT. La Ley General de Electricidad asigna la función de Administrador del Mercado y Operador Independiente del Sistema de Transmisión a la sociedad Unidad de Transacciones (UT), en la cual tienen participación accionaria todos los operadores y usuarios finales conectados con el sistema de transmisión. La UT maneja el sistema de potencia de El Salvador, velando por la calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica y la operación comercial de los mercados establecidos por la Ley General de Electricidad; a saber, el Mercado de Contratos y el Mercado Regulador del Sistema (MRS).

Más información con:

- Roberto González, Gerente General
  Tel: +503 247-7300
  Fax: +503 247-7301
  E-mail: gerente@ut.com.sv
  http://216.184.107.61/utweb/index.htm

Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa-CEL. Fue creada mediante el Decreto Ejecutivo de Creación de CEL el 3 de octubre de 1945, que fue publicado en el Diario Oficial N°139 del 8 de Octubre del mismo año. Desde su creación la CEL fue la única empresa en El Salvador encargada de todas las actividades del sector eléctrico. En 1996, con la aprobación de la Ley General de Electricidad, la CEL separó sus actividades principales, para organizar empresas independientes y fomentar así, la mayor competencia posible en el sector. En 1998 se privatizó la distribución de electricidad, se separaron las actividades de CEL formándose las empresas GESAL (Geotérmica Salvadoreña, 1999 – actualmente La Geo) y ETESAL (Empresa Transmisora Salvadoreña, 1999). En 1999 Duke Energy compró las instalaciones de generación térmica. De acuerdo con la Ley, CEL se ha transformado en una empresa de generación de energía eléctrica que aprovecha y cuida los recursos hídricos del país y que compite en el mercado junto con otros generadores de energía.

Más información con:

- Orlando Martínez,
  Unidad de Proyectos Especiales
  Tel: +503 211-6175, 211-6178
  Fax: +503 211-6237
  E-mail: Orlando_Martinez@cel.gob.sv
  http://www.cel.gob.sv/marco_cel.htm

Empresa Transmisora de El Salvador, S.A.-ETESAL. Inició operaciones el 1° de octubre de 1999. Esta empresa es resultado de la transformación de la División de Transmisión de la CEL a raíz de la modernización del sistema que inició en 1996. Su principal función es mantener disponible el sistema de transmisión eléctrica nacional.

Más información con:

- José Ernesto Orellana,
  Gerente General
  Tel: +503 211-6600
  Fax. +503 511-6663
  E-mail: egalvez@etesal.com.sv

Geotérmica Salvadoreña, S.A.-La Geo. Inició como generador independiente a partir del 1° de noviembre de 1999 y conocida como GESAL, con las centrales geotérmicas de Ahuachapán de 95 MW y Berlín de 65 MW, también como producto del proceso de transformación de la División Geotérmica de CEL.

Más información con:

- Rodolfo Herrera
  Tel: +503 211-6700
  E-mail: rherrera@gesal.com.sv
  www.gesal.com.sv

Empresas Distribuidoras de Energía. En El Salvador existen 5 principales empresas autorizadas para desarrollar actividades de distribución de la energía, estas son: Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana (CLESA), Distribuidora de Electricidad del SUR (DELSUR), Empresa Eléctrica de Oriente (EEO), Distribuidora de Energía Eléctrica de Usulután (DEUSEM). Por el sistema de El Salvador, las distribuidoras están reguladas y no tienen áreas de concesión, ni tienen obligación de servir más que lo establecido en sus contratos. Para realizar ventas a usuarios finales deben registrarse como comercializadores.

Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telecomunicaciones-FINET. Dentro del marco regulatorio vigente en El Salvador, la decisión de expandir la red eléctrica, está totalmente a juicio del Transmisor o Distribuidor. Con el objetivo de facilitar el desarrollo del suministro eléctrico, particularmente a las áreas rurales, se ha creado el Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telecomunicaciones (FINET). Mediante este fondo se financiarán los servicios de electricidad a los sectores rurales y de menores ingresos donde los Distribuidores o Transmisores, basándose en sus criterios de factibilidad económica, no efectuarían expansiones a su red.

4.4.4 Ejemplos de Proyectos de Energía Renovable

Actualmente el Gobierno de El Salvador, por medio del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), está gestionando ante el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF), por medio del PNUD, un proyecto nacional denominado: Electrificación basada en recursos energéticos renovables. Este proyecto tiene como objetivo global la reducción de emisiones de gases efecto invernadero (GHG) producto de la generación eléctrica en El Salvador. Esta reducción de emisiones será lograda por medio de la remoción de barreras y creando a su vez mercados sostenibles para tecnologías de energía renovable en usos donde proporcionan las soluciones más rentables satisfaciendo las necesidades cada vez mayores de electricidad.[36]

[36] Más información sobre este Proyecto con: Carolina Dreikorn, Oficial Ambiental PNUD, carolina.dreikorn@undp.org o con Mauricio Ayala, ayalam@marn.gob.sv

4.4.5 Lista de Contactos, Consultores y Proveedores

Tabla 27. Lista de contactos en energía renovable en El Salvador.

Nombre	Empresa	Especialidad	Teléfono (503)	Correo Electrónico
Mauricio Ayala	Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales, Oficina MDL	Políticas, MDL / Coordinador Nacional Alianza	223-0444	ayalam@marn.gob.sv
Oscar Alcides Castillo	Secretaría Técnica Presidencia de la República	Política Sector Electricidad	271 1888	acastillo@cpmsp.gob.sv
Giovanni Hernández	SIGET	Política Sector Electricidad	288-0066	ghernandez@siget.gob.sv
Jorge Rovira	Dirección de Energía Eléctrica	Política Sector Electricidad	281-1122	jrovira@minec.gob.sv
Orlando Martínez	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa	Hidroeléctrica	211-6000	Orlando_Martinez@cel.gob.sv
Rodrigo Guerra y Guerra	Servicios Técnicos de Ingeniería	Consultores	264-4713 279-2077	aguerra@gbm.net
José Mario Vásquez	JV Consultores SA	Consultores	448-0749	jvconsultores@navegante.com.sv
Luis Boigues	SABES	Desarrollo proyectos PCH	275 9864	sabes.@esal.net
Carlos Araujo	Empresa Eléctrica del Norte	Energía Eléctrica		electricadelnorteca@navegante.com
Eric Roshardt	TEXMA	Energía Renovable	278-4188	texma@es.com.sv
Ana María González	Desarrollo de proyectos en energía y eficiencia energética	Consultores	894-7088	amglez@telemovil.net
Juan Carlos Sol	Servicios Solar	Energía Renovable	298-2706	jcsol@servicios-solar.com.sv
Arturo Solano	Tecnosolar	Suplidor	260 2448	tecnosolar@navegante.com.sv
Carlos Soriano Ruiz	Sistemas de Energía Solar	Suplidor	227 8025	alberto.secs@sal.net
Tomás Campos	Ormat Inc	Geotérmica	223 0969	tcamposv@cyt.net
Rodolfo Herrera	LA GEO	Geotérmica	211-6700	rherrera@gesal.com.sv
Mauricio Alfonso Arévalo	Central Hidroeléctrica Sensunapán	Hidroeléctrica	453 0168	iemsa@sal.net
Ernesto Cano	Generadora Mirazalcos	Hidroeléctrica	264 0562	gecano@esal.net
César Catani	Dematheu & Cia	Hidroeléctrica	210-6995	iemsa@sal.net
José Hermes Landaverde	Generadora Papaloate	Hidroeléctrica	273 6243	hlandaverde@navegante.com.sv
Kenia Moreno Alvarez	Generadora Cucumacayán	Hidroeléctrica	451 7140	
Axel Söderberg	Dematheu & Cia	Hidroeléctrica	210-6995	iemsa@sal.net
José María Vides	Generadora Cucumacayán	Hidroeléctrica	451 7140	vides@navegante.com.sv
Alberto J. Valdivieso	Hacienda Chaparral	Silvicultura	229 3751 278-3426	ecochaparral@hotmail.com
César Villalta	UCA	Investigación Sistemas Fotovoltaicos	210-6662	cvillalt@ing.uca.edu.sv
Ismael Sánchez	Asesor de la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica Consultor MDL, BUN-CA	Desarrollo Proyectos, Políticas, MDL	210-6662 885-6667	elsalvador@bun-ca.org isanchez@ing.uca.edu.sv
Carolina Dreikorn	PNUD	Desarrollo Proyectos	263-3504 263-0066	carolina.dreikorn@undp.org
Marco González	CCAD	Desarrollo Proyectos, Políticas, Financiamiento	248-8800 248 8899	magonzalez@sgsica.org
Otto García	Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica	Desarrollo Proyectos, Políticas, Financiamiento	248-8854 248 8899	ogarcia@sgsica.org
María Eugenia Salaverría	Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica	Desarrollo Proyectos, Políticas, Financiamiento	248-8855 248 8899	msalaverria@sgsica.org

NOTA: La lista anterior es introductoria y está sujeta a actualizaciones. Si alguna parte interesada desea integrarse, favor enviar nota a GSN: info@greenstream.net

4.5 Guatemala



4.5.1 Descripción del Sector Energético

Información General

Guatemala inició el proceso de reforma del subsector eléctrico con la promulgación de la Ley General de Electricidad (LGE) en 1996. Dicha ley normaliza el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la electricidad, de acuerdo con principios y enunciados que son aplicables a todas las personas individuales o jurídicas, con participación privada, mixta o estatal, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución.

Antes de la reforma, dos empresas eléctricas estatales sobresalían en el subsector eléctrico: el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y la Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima (EEGSA). En 1997, las plantas de generación propiedad de la EEGSA fueron adquiridas mediante un proceso de licitación por el Grupo Generador de Guatemala (GGG); el INDE vendió la distribución rural de la cual era responsable y a la fecha todavía retiene la propiedad de sus 641 MW efectivos de las plantas generadoras. Posteriormente, el 80% de las acciones de las empresas de distribución del INDE y de EEGSA, fueron adquiridas por Unión FENOSA y por el Consorcio Iberdrola Energía S.A., T.P.S. de Ultramar - Electricidad de Portugal S.A., respectivamente. La Figura 15 muestra la transición del mercado eléctrico guatemalteco.

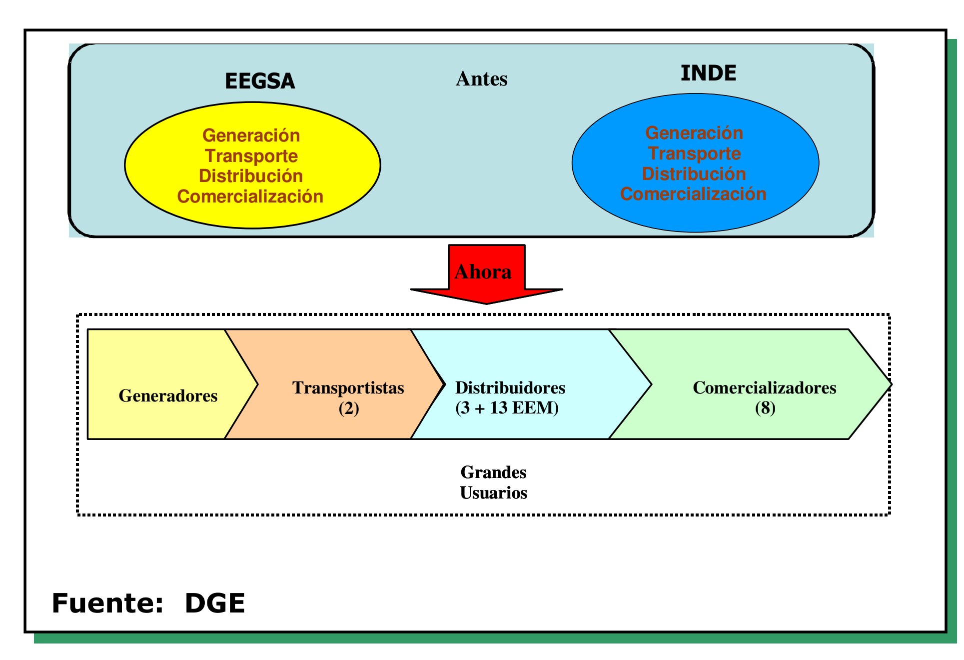


Figura 15. Cambio de estructura del sector eléctrico en Guatemala.

Generación: Guatemala contaba a diciembre del 2002 con una capacidad instalada de 1,736 MW. De esta capacidad, 560 MW corresponden a

generación con plantas hidroeléctricas, 29 MW corresponden a plantas geotérmicas, 183 MW a generadores que utilizan bagazo de caña y 964 MW que utilizan derivados del petróleo y carbón mineral.

La demanda de potencia ha crecido en los últimos años a un promedio del 7.7% y la energía al 8.0% y se estima que para los próximos años alcanzará un crecimiento constante promedio de 5.0% al año 2,010.

En la generación actual predominan las plantas térmicas, ya que su período de construcción es corto, la inversión inicial es menor, por lo que el retorno de capital inicial se da en un tiempo menor. Según datos del MEM, la capacidad firme declarada en Guatemala se incrementó en el período 1991 a 2003 en 991 MW, de los cuales solamente 103 MW corresponden a hidroeléctricas y geotérmicas. A diciembre de 2002, el 46.2% de la producción provino de fuentes renovables de energía y el 53.8% correspondió a centrales termoeléctricas.

Transporte: En el sistema de transporte se identifican el *sistema principal* y el *sistema secundario*. El sistema principal, compartido por todos los generadores, es actualmente propiedad del INDE y operado por la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE); este sistema también incluye la interconexión Guatemala - El Salvador - Honduras. El sistema secundario está conformado por la infraestructura eléctrica distinta al sistema principal y las redes de Distribución por exclusión, es operado por la empresa Transportista Eléctrica Centro Americana, S.A. (TRELEC).

Distribución: En 1998 las empresas Unión Fenosa e Iberdrola adquirieron la distribución en Guatemala. Iberdrola suministra el servicio de energía eléctrica en la zona central de Guatemala (Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima, EEGSA); mientras que en la zona occidental del país el servicio es prestado por la Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima (DEOCSA), y en la zona oriental el servicio es prestado por la Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima (DEORSA), ambas propiedad de Unión FENOSA. Aparte de estas empresas, existen otras que prestan servicios de distribución como las 13 empresas eléctricas municipales (EEM) y algunas empresas de distribución privada en sistemas aislados, siendo un total de 16 empresas distribuidoras en el país.

Actualmente, por medio de la Bolsa de Valores, se está ofreciendo al mercado internacional el restante 8,26% de las acciones que están en manos del INDE como parte de DEORSA. Los fondos provenientes de esta venta serán destinados al Fideicomiso de Administración INDE, que viene ejecutando los proyectos de electrificación contenidos en el Plan de Electrificación Rural.[37]

Comercialización: Existen 16 compañías comercializadoras de electricidad, una de las cuales es COMEGSA (Comercializadora Eléctrica de Guatemala S. A.), creada por Empresa Eléctrica de Guatemala EEGSA. COMEGSA no tiene la carga de compromisos por la firma de Contratos de Compra-Venta de Energía y puede comprar en el Mercado Mayorista a precios menores de los que EEGSA debe pagar por sus compromisos establecidos en los contratos de compra ya firmados antes de 1998 los cuales fueron renegociados para adaptarlos a la Ley General de Electricidad. Por lo tanto, ha logrado atraer a muchos de los grandes consumidores que anteriormente eran abastecidos por EEGSA.

---

[37] Bolsa de Valores Global, LAFISE. Prospecto descriptivo de la oferta pública en el mercado secundario, de las acciones de DEORSA propiedad del INDE. 2003

Marco legal enfocado hacia la energía renovable

Entre la legislación más relevante relacionada con energía renovable en Guatemala, se puede mencionar:

- *Constitución Política* de la República de Guatemala
- *Decreto Nº93-96*, de 13 de noviembre de 1996, Ley General de Electricidad
- *Acuerdo Gubernativo Nº256-97*, de 21 de marzo de 1997, Reglamento a la Ley General de Electricidad
- *Acuerdo Gubernativo Nº299-98*, de 25 de mayo de 1998, Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista
- *Normas de Coordinación Comercial y Operativa* del Administrador del Mercado Mayorista
- *Decreto Nº52-2003,* de 28 de octubre del 2003. Ley de Incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable

El mercado eléctrico

El mercado mayorista eléctrico de Guatemala se estructura de 2 maneras: el mercado de *potencia* y el mercado de *energía*.

El Mercado de Potencia lo que busca es promover la inversión privada en Guatemala. Este mercado tiene una figura de obligación de contratación para los consumidores de mayor demanda de por lo menos un año de máxima potencia neta proyectada, más un cargo de reserva (3%), más pérdidas totales del sistema de transmisión (± 4.5%)

La oferta se basa en el historial de 1 año del generador, ya que éstos no están disponibles al 100% todo el año. El problema de generación hidráulica es para aquellos que no tienen embalse, ya que no pueden garantizar la energía en las horas picos (4 horas al día), por lo que este tipo de contratos no tienen restricciones de tiempo, ni mínimos ni máximos.

En este mercado se busca la identificación y transparencia entre los costos fijos (CF) y los costos variables (CV) y existen mecanismos de mercado, como lo son las señales económicas para compensar ambos tipos de costos. Para ello se identifican los productos de Energía y Potencia y los servicios de calidad y confiabilidad, así como el servicio de peaje. Estos productos y servicios se compran y se venden entre Agentes a través de mercados específicos.

Por otra parte, el mercado debe garantizar un excedente de potencia (por ejemplo, según información brindada por el AMM, para el año 2002, la demanda firme fue de 1,200 MW, mientras que la oferta firme estuvo en 1,400 MW). En caso de que algunos generadores no cumplan con sus contratos, se puede comprar la potencia faltante de energía en el mercado de ocasión (spot) y la potencia como desvíos de potencia, a un precio de US $8.9 kW/mes. Según datos del AMM, la Oferta Firme a junio del 2003 alcanzó los 1,658 MW, mientras que la Demanda Firme es de aproximadamente 1,198 MW.

El Mercado de Energía lo que busca es garantizar la demanda y el intercambio de energía entre los participantes. En este mercado los costos por "máquina" son determinados de 4 formas:

- Los Costos Variables de generación para las empresas térmicas (combustible y no combustible)
- El Valor del Agua para empresas Hidro: El valor del agua es suministrado por el generador de acuerdo a una metodología establecida por él y revisado trimestralmente.
- Los precios de energía de contratos son pactados libremente entre las partes.
- Oferta de importación de energía.

Algunos de los principales lineamientos que definen la participación en el mercado mayorista, establecidos por la RAMM (artículo 5), incluyen:

- Los *generadores* deben tener una potencia máxima mayor a 10 MW.
- Los *distribuidores* deben tener más de 20,000 usuarios.
- Los *transportistas* deben tener una potencia firme conectada mayor a 10 MW.
- Los *comercializadores* (incluyendo importadores y exportadores) deben comprar o vender en bloques mayores a 10 MW.
- Los *grandes usuarios* deben tener una demanda igual o mayor a 100 kW.

La LGE establece la creación del marco operativo para las transacciones eléctricas del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el cual entró en operación en 1998. Dentro de sus funciones están realizar el despacho o programación de la operación, la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SIN), dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad, el post-despacho y la administración de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista. La Fgura 16, muestra esquemáticamente la conformación del mercado eléctrico guatemalteco.

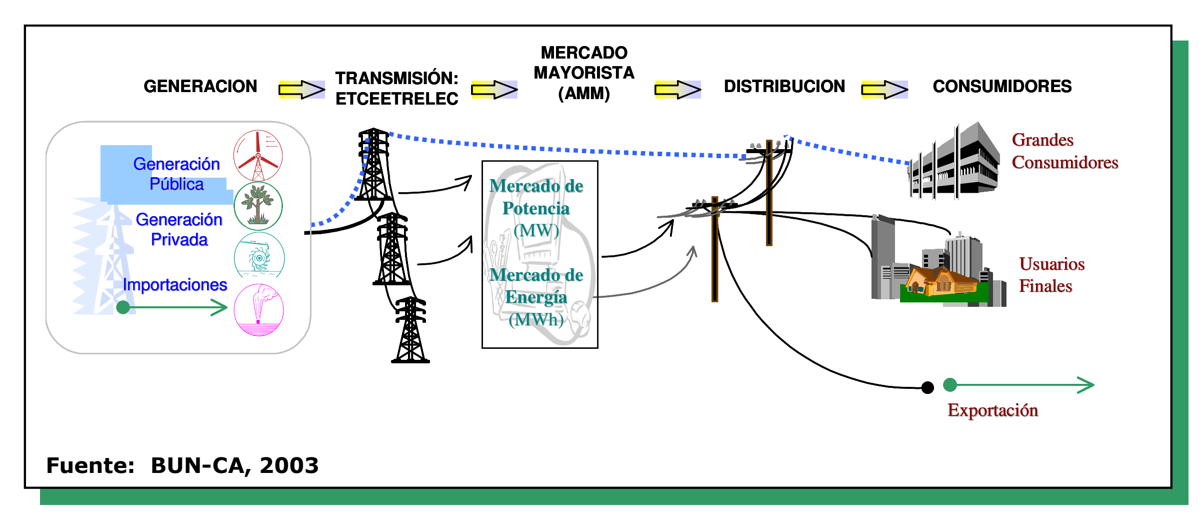


Figura 16. Esquema del mercado eléctrico en Guatemala.

Principales acciones en electrificación rural

Cifras recientes de la Dirección de Energía del Ministerio de Energía y Minas, indican que cerca del 84% de la población en Guatemala cuenta con acceso a electricidad (en el año 1995 solamente un poco más del 50% de la población tenía acceso). En las áreas rurales, se estima que el 60% de la población cuenta con este acceso, pero un 20% de dicha población no es posible atender en los planes de electrificación rural tradicionales (extensión de red, sino con fuentes alternativas de energía). Asimismo, de la matriz energética un 46% de la población todavía utiliza la leña como combustible para la cocción de alimentos.

Entre las metas de la Política Nacional a nivel rural destacan el uso de los recursos energéticos autóctonos, la energización como motor del desarrollo sustentable, el uso de tecnologías limpias, incluyendo estufas mejoradas, la incorporación del área rural a la vida nacional a través de comunicaciones y el mejoramiento de los servicios de salud, educación y agricultura.

Tal como se mencionó anteriormente, a finales de 1998, el INDE vendió su compañía de distribución, dividida en dos áreas. Con la venta de estas empresas, Bonos del Tesoro del Ministerio de Finanzas Públicas y la venta de acciones a empleados y participación ciudadana, el INDE creó el Fideicomiso de Electrificación Rural, con un fondo de US$333 millones, con el compromiso de promover el desarrollo rural. Estos fondos son administrados por el Comité Técnico del Fideicomiso formado por: un representante del MEM, uno del INDE y uno de las Distribuidoras DEOCSA-DEORSA de Unión Fenosa.[38]

Por medio de este Fideicomiso en Guatemala se ejecuta en la actualidad el Programa de Electrificación Rural. El contrato de fideicomiso es el programa de electrificación rural más importante que se haya formulado desde el punto de vista tanto de cobertura eléctrica como del financiero, ya que considera la conexión de 280,639 nuevos usuarios beneficiando a 1,571,000 guatemaltecos. La inversión estimada de US$333.6 millones, de los cuales aproximadamente el 45% se utilizará para el fortalecimiento de la red de transporte y el resto en la construcción de la infraestructura secundaria en el área rural.

4.5.2 Política Nacional MDL

Ratificación de la CMNUCC
Fecha de firma: 13 de junio, 1992
Fecha de ratificación: 15 de diciembre, 1995

Protocolo de Kioto
Fecha de firma: 10 de julio, 1998
Fecha de ratificación: 5 de octubre, 1999

Guatemala no cuenta con legislación específica sobre transacciones de carbono. Sin embargo, ha firmado y ratificado el Protocolo de Kyoto y la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Al ratificar la CMNUCC, Guatemala se ha comprometido a preparar un inventario nacional de GEI, creando y ejecutando programas nacionales y regionales para mitigar el cambio climático y promover programas de conservación, investigación científica y educación. Guatemala, a través de la Oficina de Cambio Climático de la Comisión Nacional de Medio Ambiente (CONAMA), actualmente Ministerio del Ambiente, está preparando actualmente el inventario de GEI como el primer paso de su plan de acción para abordar el cambio climático.

En 1996, la Oficina Guatemalteca de Implementación Conjunta (OGIC) fue creada para promover la conservación y ejecutar el programa de Implementación Conjunta de Guatemala. Esta oficina tiene una Junta Directiva integrada por el Ministerio de Agricultura y Ganadería (MAGA), el Ministerio de Energía y Minas (MEM), y el Comité Nacional sobre Cambio Climático, que representan al sector gubernamental. La Junta también incluye a representantes de Universidades (sector académico), a ASOREMA como representante del sector ONG, y a la Fundación Guatemalteca para el Desarrollo (FUNDESA), representando al sector privado.

El papel de OGIC es promover la inversión en los proyectos de implementación conjunta y mediante el mecanismo de desarrollo limpio en Guatemala a través del establecimiento de las condiciones legales, políticas, técnicas y financieras requeridas. También es responsable de la evaluación y aprobación de los proyectos propuestos por los sectores privado y de ONGs, y de extender los permisos gubernamentales para la ejecución de tales proyectos. El fin principal de la OGIC es enlazar al medio ambiente con el desarrollo sostenible y por lo tanto, esta oficina es responsable de compartir la información relacionada

[38] Ibid 14

con la implementación conjunta y con el mecanismo de desarrollo limpio.

En 1989, antes de que se ejecutaran actividades de implementación conjunta de la CMNUCC, Guatemala inició un programa pionero para compensar las emisiones de CO_2 generadas por los proyectos termoeléctricos. Con asistencia técnica del Instituto de los Recursos Mundiales y de otros participantes como el Cuerpo de Paz (entidad ligada al gobierno de los Estados Unidos), el Departamento General Forestal de Guatemala y cooperativas locales, este programa de US$10 millones aprobó varios proyectos piloto.

El Punto Focal del MDL es:

- Ing. Jorge Luis Galindo,
  Director de Energía,
  Ministerio de Energía y Minas
  E-mail: diredge@mem.gob.gt
  tel: (502) 2477-0746 / 2477-0747

El Punto Focal del CC al interior de Guatemala es:

- Lic. Carlos Mansilla,
  Dirección de Cambio Climático,
  MARN
  E-mail: eyamansi@concyt.gob.gt
  Tel: (502) 2423-0500 Ext. 274

4.5.3 Ejemplos de Proyectos de Energía Renovable

Con la finalidad de cumplir con los fundamentos legales para promocionar las energías renovables, el MEM, en función de las estrategias de su Plan de Trabajo, se encuentra ejecutando diferentes proyectos para concretar acciones en este sector, a saber:

- En enero del 2000 inició operaciones el *"Centro de Información y Promoción de las Energías Renovables",* el cual fue oficialmente creado en el mes de octubre del 2002. Este Centro ha establecido un servicio sostenible de captación y suministro de información sistemática, consistente y confiable sobre el potencial de las energías renovables, que coadyuve a los inversionistas para que puedan acceder información básica para realizar sus estudios de factibilidad.
- Se está estudiando la factibilidad de crear un *"Fondo de Financiamiento para Proyectos de Energías Renovables"*, cuyo objetivo es la creación de mecanismos y procedimientos operativos de funcionamiento más aceptables requeridos para incentivar la inversión en proyectos de energía renovable, financiando parcialmente la infraestructura de generación eléctrica sin considerar tratos preferenciales, ni subvenciones a los precios de la electricidad por el hecho de ser producida con recursos renovables.
- Funcionamiento del *"Reglamento de Generación Distribuida"*, actualmente en preparación y el cual se espera entre a regir en el último trimestre del 2003. Este reglamento tiene por objeto normar el aprovechamiento de los recursos energéticos ubicados en forma dispersa en todo el territorio guatemalteco, y que tiene una capacidad igual o menor a 5,000 kilovatios de potencia, y puede ser interconectado a la red de media o baja tensión para su ulterior uso en el o los sistemas de distribución o su eventual colocación en el mercado mayorista. Las fuentes energéticas pueden ser de origen térmico, hidráulico, eólico, solar u otro medio renovable que sea factible para producción de energía eléctrica, en todo momento se respetará el medio ambiente y la legislación vigente o requerida para las prácticas aceptables en esta materia.
- Consolidar un *"Programa de Bioenergía"* de 3 componentes: i) Bio-diesel, utilizando las semillas de higüerillo (recinus comunis); ii) Bi-ethanol: alcohol con frutas de desecho; y iii) Bosques energéticos: para hacer

carbón en briquetas para alimentar en calderas que utilizan bunker.

4.5.4 Organizaciones Relevantes

Ministerio de Energía y Minas-MEM. Es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar la Ley General de Electricidad y su reglamento[39]. Así también es el encargado de otorgar autorizaciones para la instalación de centrales generadoras, servicios de transporte y de distribución final de electricidad, y la constitución de servidumbres indefinida en los bienes de dominio público y privado; elaborar los informes de evaluación socioeconómica para otorgar recursos para costear total o parcialmente la inversión de proyectos de electrificación rural, de beneficio social o de utilidad pública.

Más información en: www.mem.gob.gt

Dirección General de Energía-DGE: Es la dependencia del Ministerio de Energía y Minas, que tiene como propósito, formular y coordinar las políticas, planes de Estado, Programas indicativos promoviendo el empleo de energías renovables y el uso eficiente de los recursos energéticos para mejorar la calidad de vida de la población guatemalteca. El Departamento de Electricidad, es el encargado de dar proveer los términos de referencia y dar las autorizaciones que permitan a los desarrolladores de proyectos hacer uso de bienes de dominio público.

Más información:

- Ing. Jorge Luis Galindo, Director de Energía, Ministerio Energía y Minas
  E-mail: diredge@mem.gob.gt
  tel: (502) 2477-0746 / 2477-0747
  www.mem.gob.gt/energia/index.htm

[39] Ley General de Electricidad, Art. 3

Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales-MARN. Es el órgano del Estado al que le corresponde formular y ejecutar las políticas relativas a cumplir y hacer que se cumpla el régimen concerniente a la conservación, protección, sostenibilidad y mejoramiento del ambiente y los recursos naturales en el país y el derecho humano a un ambiente saludable y ecológicamente equilibrado, debiendo prevenir la contaminación del ambiente, disminuir el deterioro ambiental y la pérdida del patrimonio natural. Con respecto al desarrollo de proyectos de energía renovable, el MARN tiene entre sus funciones: *"Controlar la calidad ambiental, aprobar las evaluaciones de impacto ambiental –EIA-, practicarlas en caso de riesgo ambiental y velar porque se cumplan, e imponer sanciones por su incumplimiento"*[40]

Más información con:

- Carlos Mansilla,
  Dirección de Cambio Climático
  Tel/fax: +502 2423-0500 Ext. 274
  E-mail: eyamansi@concyt.gob.gt
  www.marn.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica-CNEE. Es un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y tiene a su cargo, entre otras, las siguientes funciones:[41]

- Cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y su Reglamento, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores.
- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre

[40] Ley de Creación del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, Art. 3
[41] Ley General de Electricidad, Art. 4

competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.

- Definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo a la Ley General de Electricidad, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

Más información con:

- Luis Enrique García Pinot, Presidente
Tel: +502 2366-4214
E-mail: cnee@gold.guate.net
www.cnee.gob.gt

Administrador del Mercado Mayorista-AMM. El mercado mayorista se instauró en 1998, como un órgano encargado del conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía, que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado. Su funcionamiento está regulado por la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento Administrador del Mercado Mayorista (Acuerdo Gubernativo N°299-98). La administración del mercado mayorista está a cargo de un ente privado, sin fines de lucro denominado Administrador del Mercado Mayorista –AMM-. Entre las principales funciones del AMM están: a) coordinar la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista. b) establecer de precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados. c) garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Más información con:

- Luis Herrera, Gerente General
Tel: +502 2332-7901
E-mail: Luis.herrera@amm.org.gt
www.amm.org.gt

Instituto Nacional de Electrificación-INDE. Fue establecido en 1959, según Decreto N°1287, como entidad semiautónoma y descentralizada del Estado. El INDE tenía el monopolio en cuanto a prestación del servicio eléctrico y funcionaba como rector del subsector. Actualmente participa en el mercado eléctrico, como agente transportista a través de la Empresa de Transporte y Control de energía Eléctrica -ETCEE- dando servicio a todos los agentes del Sistema Nacional Interconectado –SNI-, y a las exportaciones e importaciones. La Empresa de Generación de Energía Eléctrica –EGEE-, también pertenece al Grupo INDE. En 1994 iniciaron las reformas al subsector con la eliminación del monopolio y papel rector del INDE y en 1997 debido al cambio en el marco normativo del subsector, el INDE decidió reestructurar la empresa llevando a cabo procesos de segregación de operaciones.

Más información con:

- Jorge Jorge Juárez Pedroza,
Gerente General
Tel: +502 2334-5706
Fax: +502 2334-5811
E-mail: gerencia.general@inde.gob.gt
www.inde.gob.gt

Generadores Privados: Desde 1992 el gobierno permitió la participación privada en la generación eléctrica, varias plantas generadoras fueron construidas mediante contratos de suministro exclusivos a la EEGSA y al INDE. Al año 2000 la generación privada de energía eléctrica representaba alrededor del 52.5% del total de energía producida en el país[42]. Un hecho notable fue el contrato suscrito en 1993 entre la empresa ENRON y la EEGSA para una planta de 110 MW en Puerto Quetzal. Luego de liberalizarse el mercado eléctrico en 1996, se ha ampliado la participación del sector privado en la generación.

[42] Informe Estadístico 2000, Mercado Mayorista de Guatemala

Empresas Eléctricas Municipales-EEMs. Actualmente existen en Guatemala 13 Empresas Eléctricas Municipales, las cuales hacen principalmente la función de distribución del servicio de energía eléctrica en sus cabeceras municipales. De las 13 Empresas Eléctricas Municipales, únicamente 4 de ellas tienen capacidad de generación eléctrica: La Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango con la planta hidroeléctrica Zunil que tiene una capacidad nominal de generación de 1 MW, La Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos con la pequeña central hidroeléctrica La Castalia de una capacidad nominal de 268 kW, la Empresa Eléctrica Municipal de Reltahuleu con la Planta Ocosito de una capacidad nominal de 1.473 MW, de los cuales 693 kW es de energía hidroeléctrica y 780 kW de energía térmica, y la Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia en el Departamento de Huehuetenango con una pequeña central hidroeléctrica de capacidad nominal de 80 kW. Sin embargo los datos de capacidad nominal que aquí se proporcionan son del año de 1994, por lo que es muy probable que la capacidad de generación de las plantas mencionadas anteriormente haya reducido considerablemente.

Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.-EEGSA. Esta empresa brinda el servicio de distribución en los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez; por lo cual es uno de los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico. Actualmente es propiedad del consorcio Iberdrola –TPS- Electricidad de Portugal. En 1884 la producción y distribución de energía eléctrica estaba en manos de la EEGSA, del Estado y de las municipalidades. Desde 1959 la EEGSA junto con el INDE formaron el SEN y eran la base del desarrollo del subsector eléctrico. La EEGSA prestaba el servicio eléctrico en los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez, como en la actualidad.

Empresas de Distribución-DEOCSA y DEORSA. La Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Región Oriente (DEORSA) y Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica Región Occidente (DEOCSA); fueron compradas en un 80% de sus acciones al INDE por la empresa española Unión FENOSA en el año de 1998. Estas dos empresas tienen cobertura a nivel nacional, menos en el área de la EEGSA, de las Empresas Eléctricas Municipales y en donde se utilizan sistemas aislados de energía: generadores diesel y/o energía renovable.

Fideicomiso de Administración INDE - obras rurales de occidente y oriente: Este fideicomiso consiste básicamente en la construcción de líneas y redes de distribución, subestaciones y líneas de transmisión, para proporcionar servicio eléctrico a acerca de 280,000 nuevos usuarios distribuidos en 2,634 comunidades dentro del área de servicio de las Empresas de Distribución del INDE. Con esto se espera beneficiar a 1, 610,000 habitantes.

4.5.5 Lista de Contactos, Consultores y Proveedores

Tabla 28: Lista de contactos en energía renovable en Guatemala

Nombre	Empresa	Especialidad	Teléfono (502)	E-mail
Jorge Luis Galindo	Dirección General de Energía	Políticas	2477-0743	diredge@mem.gob.gt
Luis Enrique García Pinot	Comisión Nacional de Energía Eléctrica	Políticas, tarifas	2366-4214	cnee@gold.guate.net
Luis Herrera	Administrador Del Mercado Mayorista	Políticas, mercados	2332-7901-7	Luis.herrera@amm.org.gt
Carlos Mansilla	Dirección de Cambio Climático, MARN	Políticas CC / Coordinador Nacional Alianza	2423 0500	eyamansi@concyt.gob.gt
Jorge Juárez	INDE	Políticas	2334-5711-16	gerencia.general@inde.gob.gt
Eduardo Álvarez	Oficina Guatemalteca de Implementación Conjunta	Políticas MDL	2364-0336 al 40	ealvarez@uvg.edu.gt
Ivan Azurdia	Fundación Solar	Proyectos	2360-1172	funsolar@intelnet.net.gt
Hugo Arriaza	NRECA	Proyectos	2368-1782	harriaza@intelnet.net.gt
Roberto Arimany	DINTERSA	Suplidor	2332-3807 2206-5324	dintersa@microq.com.gt
Lou Ingram	LUEX	Suplidor	2220-3133 5502-2047	luex@infovia.com.gt
Pedro Tres	SADEESA	Suplidor	2417-8757 5440-4203	sadeesa@guate.net
Edgar Estrada	Asociación Pro Agua del Pueblo	Suplidor	2761-3095 2761-3094	aguapueblo@c.net.gt
Carlos Watemberg	Hidro Consult	Suplidor	2333-8908	cwatemberg@hotmail.com
Marco Antonio Santizo	SELMECA	Suplidor	2254-1072-75-77	selmeca@inco.com.gt selmeca@hotmail.com
Mynor Maldonado	BUN-CA Guatemala	Desarrollo proyectos, políticas, financiamiento	2337-0086 2219-8560 2216-0540	guatemala@bun-ca.org mynorm@funrural.org
Nina Saalismaa	PNUD	Desarrollo proyectos	2384-3100	nina.saalismaa@undp.org

NOTA: La lista anterior es introductoria y está sujeta a actualizaciones. Si alguna parte interesada desea integrarse, favor enviar nota a GSN: info@greenstream.net.

4.6 Honduras



4.6.1 Descripción del Sector Energético

Información General

El desarrollo actual del subsector eléctrico en Honduras está sustentado en la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA), por medio de la Dirección de Energía, quienes tienen funciones específicas de operación del sistema; regulación y establecimiento de normas, así como la promoción del subsector eléctrico.

Actualmente funciona una Comisión de Modernización del Estado, adscrita a la Presidencia de la República, que tiene en análisis un nuevo Marco Regulatorio del Subsector Eléctrico Hondureño, como acción continuada de lo previsto en la Ley Marco del Subsector Eléctrico, aprobada en 1994; manteniendo el accionar de la segmentación de la ENEE (Empresa Nacional de Energía Eléctrica: en generación, en transmisión y en distribución) y fomentando la generación eléctrica con fuentes renovables.

Generación: La capacidad instalada de generación eléctrica de Honduras para el 2002 fue de 1,047.6 MW. De este total, un 44% (465.7 MW) lo conforman las plantas hidroeléctricas propiedad de ENEE, un 6% (68 MW) son plantas térmicas propiedad de ENEE, así también un 2% (21 MW) en biomasa y el restante 47% (492.9 MW) son plantas térmicas privadas, las cuales hasta el 31 de mayo de 2003 habían consumido 695.880 barriles de diesel y 1,145.223 barriles de fuel oil[43]. El sistema eléctrico de Honduras actualmente cuenta con cinco plantas hidroeléctricas y siete plantas térmicas propiedad de la ENEE. Es relevante la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán (El Cajón), la cual tiene una capacidad instalada de 300 MW y representa aproximadamente el 40% de la capacidad generadora total del país.

Adicionalmente a las plantas de la ENEE, al 2002 operaban en Honduras

[43] "Energía eléctrica demasiado cara en Honduras", Periódico La Tribuna, 18 de agosto, 2003, Antonio Martín, Columnista.

tres compañías privadas de generación térmica: [44]

- ELCOSA, con plantas diesel de media velocidad con una potencia total de 80 MW;
- EMCE con 55 MW de potencia en plantas diesel de media velocidad y con 86 MW en plantas diesel de media velocidad, propiedad de la ENEE, pero operadas por EMCE; y
- LUFUSSA con 80 MW en plantas diesel de media velocidad y 39.5 MW en turbina de gas.
- CEMCOL .Y LAEISZ poseen contratos de arrendamientos por 65 y 60 MW respectivamente.[45]

Transmisión: El sistema de transmisión es operado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), una empresa estatal. El sistema de transmisión está interconectado con los sistemas eléctricos de Guatemala y El Salvador, conformando el llamado *"Triángulo del Norte"*. Honduras también está interconectada con Nicaragua, Costa Rica y Panamá mediante una línea de transmisión de 230 kV.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) coordina su operación a través del Centro Nacional de Despacho de la ENEE. El Centro de Despacho es el encargado de determinar la cantidad de energía a ser generada por las plantas, en especial la energía a generar por El Cajón. Además, el Centro de Despacho coordina la generación del parque térmico nacional y los intercambios de energía con los otros países (Nicaragua, Costa Rica, Panamá y El Salvador) a través de la línea de interconexión.

Distribución: Por la naturaleza de integración monopólica vertical del sistema eléctrico hondureño, la distribución eléctrica está a cargo de la ENEE, que actualmente cubre un 60% del total de la población hondureña.

Marco legal enfocado hacia la energía renovable

En la legislación que promueve la energía renovable en Honduras se destaca la Ley Marco del Subsector Eléctrico de 1994 (*Decreto Nº158-94,* publicado en el Diario Oficial La Gaceta del 26 de noviembre de 1994, Ley Marco del Subsector Eléctrico y su Reglamento, Acuerdo Nº934-97, publicado en La Gaceta del 4 de abril de 1998), la cual regula las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en Honduras. Esta Ley es considerada como un paso importante para promover la inversión privada dado que permite, por primera vez en Honduras, la participación del sector privado en la generación y transmisión de energía. Posteriormente, se han emitido por parte del Congreso Nacional de Honduras los siguientes ajustes a ese primer esfuerzo del año 1994, promoviendo la generación con fuentes renovables:

- *Decreto Nº85-98,* de abril de 1998, Ley de Incentivos a la Energía Renovable, publicado en el Diario Oficial la Gaceta el 29 de abril de 1998
- *Decreto Nº131-98*, publicado en La Gaceta el 20 de mayo de 1998
- *Decreto Nº89-98*, publicado en La Gaceta el 22 de octubre de 1998
- *Decreto Nº267-98* publicado en el Diario Oficial la Gaceta en fecha 5 de diciembre de 1998, el cual contiene una serie de reformas a la Ley de Incentivos a la Energía Renovable.
- *Decreto Nº176-99*, publicado en La Gaceta el 23 de febrero del 2000
- *Decreto Nº45-2000*, publicado en La Gaceta el 4 de julio del 2000
- *Decreto Nº9-2001*, publicado en La Gaceta el 21 de mayo del 2001
- *Decreto Nº103-2003, publicado en La Gaceta el 14 de octubre del 2003*

[44] http://www.enee.hn/sin1.htm
[45] http://www.enee.hn/sin1.htm

El mercado eléctrico

Durante los últimos tres años, Honduras ha sido muy proactiva en la promoción de sus recursos energéticos renovables. Actualmente, ofrece uno de los paquetes de incentivos más atractivos de Centroamérica, ofreciendo contratos de compra de energía de largo plazo "estandarizados" que incluyen exenciones de impuestos, un pago adicional a la electricidad generada con recursos renovables y garantía de despacho. Según datos de la ENEE, actualmente existen unos 10 proyectos de energía renovable que han presentado sus solicitudes para formalizar los contratos de compra-venta de energía para un total entre 110-115 MW, desglosados de la siguiente manera: 39 MW hidro, 11-15 MW biomasa, 60 MW viento y 30MW en geotermia. Estos contratos vienen a ser adicionales a los 23 que ya están firmados, con proyectos de biomasa e hidroelectricidad.

El mercado eléctrico de Honduras es un mercado integrado verticalmente. Todo proyecto interconectado a la red eléctrica debe negociar la venta de su energía con la ENEE, que es la única autorizada por Ley para comprar la energía de desarrolladores privados. Según declaraciones de la ENEE, actualmente la negociación del contrato es ágil pues está basado en un modelo ya existente. El problema con los contratos es que tienen que ser dictaminados por varias oficinas para su firma y posterior envío, para su ratificación en el Congreso de la República, incluyendo la asesoría legal y auditoría interna de la ENEE, así como la misma CNE. Este trámite se lleva a cabo en un período que puede ir desde un par de meses hasta un año aproximadamente. No obstante, la Ley Marco del Subsector Eléctrico permite a generadores privados vender directamente a grandes consumidores, siempre y cuando se paguen los costos de peaje de transmisión.

El precio base que se paga en los contratos de compra-venta de energía, puede ser un precio máximo igual al CMCP, éste permanece fijo durante la vigencia del contrato que puede ser hasta de 15 años, con un escalamiento de 1.5% anual por un plazo máximo de 11 años.

De acuerdo con la Ley Marco se permite la producción de energía mediante la construcción o arrendamiento de centrales o unidades generadoras o por cualquier medio. Asimismo las empresas privadas o mixtas generadoras de energía eléctrica que utilicen recursos renovables y sostenibles para vender su producto tendrán las opciones siguientes:

- Vender directamente a un consumidor o a una empresa distribuidora en cuyo caso deberá construir las líneas necesarias para conectarse a la red nacional propiedad de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE); y,
- Si la venta es iniciativa propia de la empresa privada o mixta, la ENEE pagará un precio máximo igual al costo marginal de corto plazo, calculado por la misma ENEE y aprobado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), más un incentivo del diez por ciento (10%). El despacho de esta energía es prioritaria sobre la generada por plantas térmicas que utilicen combustible fósil o derivados del petróleo.

El siguiente Gráfico muestra un esquema del actual mercado eléctrico en Honduras.

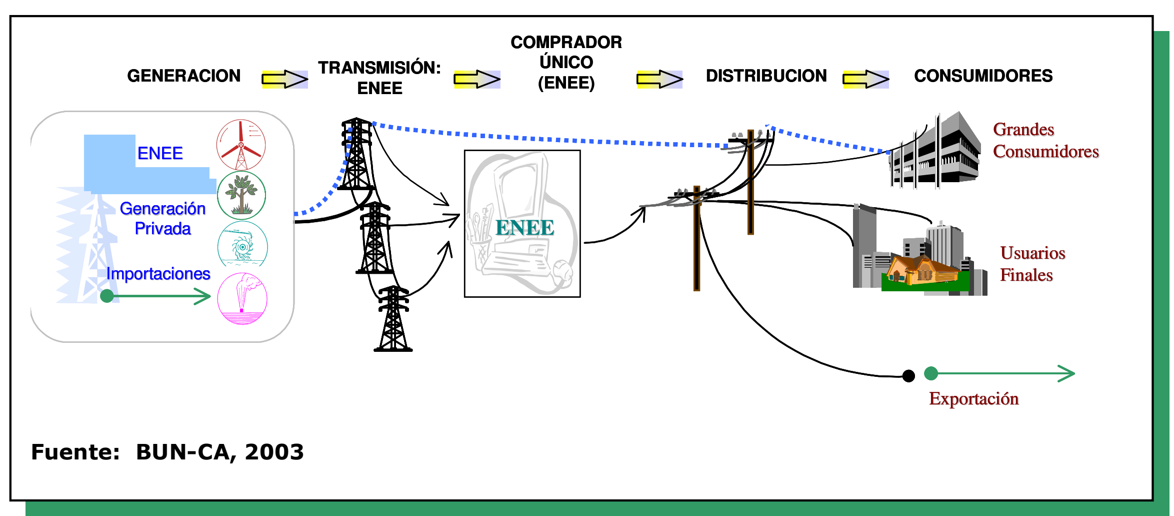


Figura 17. Esquema del mercado eléctrico en Honduras.

Principales acciones en electrificación rural

Según datos de la DGE, indican que únicamente el 60% de la población hondureña cuenta con acceso a la electricidad. En algunas áreas rurales, el índice de electrificación estimado es del 30%. La electrificación rural en Honduras también es responsabilidad de la ENEE.

El Fondo Social de Electrificación Rural (FOSODE), provee financiamiento limitado a ENEE para proyectos de electrificación rural. Los planes para enfrentar la demanda de electrificación rural se encuentran en etapas iniciales y están dirigidos principalmente a extensiones de red.

De acuerdo con el plan estratégico de electrificación nacional de la ENEE, se pretende acelerar el ritmo de electrificación del país, incrementando el índice actual de cobertura de 60% a un 75% para el año 2008.

4.6.2 Política Nacional MDL

Ratificación de la CMNUCC
Fecha de firma: 13 de junio, 1992
Fecha de ratificación: 19 de octubre, 1995

Protocolo de Kioto
Fecha de firma: 25 de febrero, 1999
Fecha de ratificación: 19 de julio, 2000

Las acciones de Honduras relacionadas con el MDL para energía están a cargo de la Dirección General de Energía (DGE) de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA). Anteriormente en 1999 se había establecido la Oficina de Implementación Conjunta de Honduras (OICH), que dejó de funcionar a inicios del año 2002. La DGE tiene a cargo identificar proyectos energéticos que podrían ser elegibles para implementación conjunta o el mecanismo de desarrollo limpio del Protocolo de Kyoto.

El país también ha desarrollado un inventario nacional de GEI que emplea como año base 1995 para calcular reducciones de emisiones. Los sectores considerados en el inventario son energía, procesos industriales, agricultura, cambio del uso de la tierra y manejo de desechos.

Las emisiones totales de GEI en 1995 fueron aproximadamente 5,433.23 giga-gramos (Gg) ó 5,433,230.00 toneladas métricas de dióxido de carbono (CO_2), lo cual se traduce en 0.97 toneladas métricas per capita. También se contabilizaron 385.49 Gg de metano (CH_4); 5.18 Gg de oxido nitroso (N_2O); 63.80 Gg de otros óxidos de nitrógeno (NOx); 1,528.59 Gg de monóxido de carbono (CO) y 85.51 Gg de componentes orgánicos volátiles

diferentes al metano (COVDM). La mayoría de las emisiones de GEI de Honduras provienen de la energía, la agricultura y el sector de cambio de uso de la tierra.

A la fecha, no hay proyectos certificados bajo el mecanismo de desarrollo limpio. Sin embargo, existen algunos proyectos que tienen la posibilidad de calificar para este mecanismo, como los siguientes.

Tabla 29. Lista de proyectos de energía renovable privados con potencial de CERs bajo el MDL en Honduras.

Nombre del Proyecto	Tipo	Potencia (kW) Máxima	Inicio de Operaciones	Energía Promedio (MWh)/año	Emisiones CO_2e evitadas ton/año
Aguan	*BMPA*	*1,700*	*2002*	*5,100*	*3,818*
Babilonia	*HAFA*	*3,000*	*2003*	*19,710*	*14,755*
Cangrejal	*HERD*	*40,000*	*2005*	*140,160*	*104,925*
Coronado	*HAFA*	*3,000*	*2005*	*20,500*	*15,346*
Cuyamel	*HAFA*	*7,800*	*2005*	*33,700*	*25,228*
La Esperanza 1	*HERD*	*1,233*	*2003*	*5,079*	*3,802*
La Esperanza 2	*HERD*	*11,528*	*2005*	*51,631*	*38,651*
La Gloria	*HAFA*	*4,700*	*2005*	*27,200*	*20,362*
La Nieve	*HAFA*	*480*	*2002*	*3,400*	*2,545*
Lean	*BMPA*	*1,700*	*2002*	*5,100*	*3,818*
Yojoa	*HAFA*	*630*	*2003*	*2,759*	*2,066*
La Boquita	*HAFA*	*173*	*2004*	*1,020*	*764*
El Cisne	*HAFA*	*713*	*2004*	*3,760*	*2,815*
San Carlos	*HAFA*	*3,300*	*2004*	*21,265*	*15,919*
Cececapa I	*HAFA*	*2,855*	*2004*	*14,915*	*11,166*
Cortecito	*HAFA*	*5,300*	*2004*	*29,365*	*21,983*
Río Blanco	*HAFA*	*5,000*	*2003*	*32,200*	*24,105*
Suyapa	*HAFA*	*8,500*	*2004*	*61,000*	*45,665*
Cuyamapa	*HERD*	*10,500*	*2004*	*35,000*	*26,201*
Tres Valles	*HERD*	*15,000*	*2006*	*60,000*	*44,917*
Tres Valles BM	*BMBC*	*7,800*	*2003*	*N.D.*	*N.D.*
La Grecia	*BMBC*	*12,000*	*2003*	*35,000*	*26,201*
Proyecto Utila	*HTE*	*3,540*		*N.D.*	*N.D.*
Totales		***150,452***		***607,864***	***455,054***

Leyendas

BMPA: Planta térmica a base de biomasa de palma africana
HAFA: Planta hidroeléctrica a filo de agua
HERD: Planta hidroeléctrica con embalse de regulación diaria
BMBC: Planta térmica a base de biomasa de caña de azúcar
HTE: Híbrido Térmico Eólico

Fuente: DGE, 2003

El Punto Focal de MDL en Honduras es:

- Ing. Leonardo Matute, Director de Energía, SERNA
  E-mail: dgeper@yahoo.com
  Tel: (504) 232-6227 / 239-6686

4.6.3 Ejemplos de Proyecto de Energía Renovable

La Asociación Hondureña de Pequeños Productores de Energía Renovable (AHPPER), conjuntamente con la Dirección de Energía de la SERNA, presentaron en abril de 2003, una terna de 5 proyectos hidroeléctricos al Gobierno de Finlandia para la compra de los CERs bajo el MDL, estos proyectos se presentan en Tabla 30.

Tabla 30. Proyectos presentados bajo el MDL en el sector energía, Honduras al Gobierno de Finlandia.

Proyecto	Tipo	Capacidad instalada (MW)	Generación (MWh/año)	Costo total US$ millones	Reducción de emisiones (tm C)
Yojoa	*Hidroeléctrico*	*0.63*	*118*	*0.7*	*1,135*
Río Blanco	*Hidroeléctrico*	*5.00*	*2,225*	*N.D.*	*17,800*
Cececapa I	*Hidroeléctrico*	*2.80*	*254*	*3.5*	*2,029*
Cuyamapa	*Hidroeléctrico*	*10.50*	*2,924*	*N.D.*	*23,392*
Zacapa	*Hidroeléctrico*	*0.52*	*276*	*0.9*	*1,092*
TOTAL		***19.45***	***5,797***	***13.2***	***45,448***

Fuente: AHPPER, DGE/SERNA

4.6.4 Organizaciones Relevantes

Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente-SERNA. Fue creada mediante Decreto Nº218-96 de fecha 17 de diciembre de 1996, publicado en el diario oficial La Gaceta Nº28148 del 30 de diciembre de 1996, teniendo las competencias siguientes:

- lo concerniente a la formulación, coordinación, ejecución y evaluación de las políticas relacionadas con la protección y aprovechamiento de los recursos hídricos, las fuentes nuevas y renovables de energía,
- todo lo relativo a la generación y transmisión de energía hidroeléctrica y geotérmica, así como la actividad minera ya la exploración y explotación de los hidrocarburos;
- lo concerniente a la coordinación y evaluación de las políticas relacionadas con el ambiente, los ecosistemas, el sistema nacional de áreas naturales protegidas y parques nacionales y la protección de la flora y la fauna, así como los servicios de investigación y control de la contaminación en todas sus formas.

Más información con:

- Patricia Panting, Secretaría de Estado
  Tel: +504 235-7833
  Fax: +504 232-6250
  E-mail: sdespacho@serna.gob.hn
- Leonardo Matute,
  Director General de Energía
  Tel: 504+232-6227 / 239-6686
  E-mail: dgeper@yahoo.com
- Gerardo Antonio Salgado Ochoa
  Autoridad Nacional Designada
  Tel: +504 231-1918
  E-mail: osalgado@serna.gob.hn

Empresa Nacional de Energía Eléctrica-ENEE. Creada por Decreto N°48 del 20 de Febrero de 1957. Es un organismo autónomo de servicio público y tiene como responsabilidad la producción, transmisión y distribución de la energía eléctrica en Honduras. Actualmente la ENEE administra el Sistema Interconectado Nacional, siendo el principal Generador, y el único actor en la transmisión y distribución. La ENEE está subdividida en la Dirección de Planificación y Desarrollo, la Dirección Ejecutiva de Calidad Total, en la Subgerencia Técnica, la Subgerencia Administrativa y Financiera y además las

Subgerencias geográficas: Nor-Occidente, Centro Sur y Litoral Atlántico.

Más información con:

- Glenda Castillo, Departamento de Planificación y Desarrollo
  Tel: +504 220-0470 / 220-0471
  Fax: +504 220-0470
  E-mail: subdinve2@enee.hn

Comisión Nacional de Energía-CNE. Creada mediante Decreto N°131-98 de La Ley de Estímulo a la Producción, Competitividad y Apoyo al Desarrollo Humano, en sustitución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), y de la Comisión Nacional Supervisora de los Servicios Públicos (CNSSP). Tiene como objetivo regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica que tengan lugar en el territorio nacional.

Más información con:

- Angel Baide, Presidente
  Tel: +504 233-2025
  Fax: +504 233-0025
  E-mail: cne@david.intertel.hn or ABaide@aol.com

Empresas Eléctricas Privadas: Actualmente en el país existen y operan cerca de veinte empresas dedicadas al desarrollo de proyectos de energía por medio de fuentes renovables, especialmente proyectos hidroeléctricos. Sin embargo, exceptuando la empresa CENIT que opera la pequeña central hidroeléctrica Zacapa, todos los demás proyectos están en etapa de estudio o construcción. Igualmente, existen cuatro empresas dedicadas a la distribución e instalación de paneles solares, promoviendo el uso de la energía solar fotovoltaica. Por último, se puede mencionar las empresas que se dedican a la generación de energía por medio de combustibles fósiles.

Asociación Hondureña de Pequeños Productores de Energía Renovable-AHPPER. La AHPPER es una asociación privada, constituida en el año 2001, para formar una institución sin fines de lucro, creada con el único propósito de fomentar el desarrollo económico del país por medio de la búsqueda de soluciones social, económica y ambientalmente efectivas a los diferentes problemas que enfrenta el sector energético del país.

Más información con:

- Eda Zapata, Directora Ejecutiva
  Tel/fax: +504 235-8533
  E-mail: ahpper@multivisionhn.net

- Elsia Paz, Presidente
  Tel: +504 985-4037
  E-mail: elsiapaz@direcway.com
  www.ahpper.hn

4.6.5 Lista de Contactos, Consultores y Proveedores

Tabla 31. Lista de contactos en energía renovable en Honduras.

Nombre	Empresa	Especialidad	Teléfono (504)	E-mail
Patricia Panting	Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente	Políticas	235-7833	sdespacho@serna.gob.hn
Leonardo Matute	Dirección de Energía	Políticas Energía Renovable, / Coordinador Nacional Alianza	232-6227 239-6686	dgeper@yahoo.com
Angel Baide	Comisión Nacional de Energía	Políticas	233-2025 - 2026	ABaide@aol.com cne@david.intertel.hn
José Morán	Comisión Presidencial de Modernización del Estado	Políticas	235-9370	jmoran@cpme.gob.hn
Eda Zapata	AHPPER	Proyectos	235-7395	ahpper@multivisionhn.net
Elsia Paz	AHPPER Proyecto Hidroeléctrico La Esperanza	Políticas, financiamiento, proyectos	985-4037	elsiapaz@direcway.com
Leyda Alonso	SOLUZ	Desarrollo proyectos, financiamiento	557-5127 557-5270	soluzdir@netsys.hn
Manuel Ma-Tay	Proyecto Hidroeléctrico Hidro Yojoa	Desarrollo proyectos	224-0703	mmatay@edured.net
Mauro del Oro	Proyecto Hidroeléctrico La Nieve	Desarrollo proyectos	566-0430	lanieve@123.hn hydroprogetti@hn2.com
Jorge Reyes	Proyecto Hidroeléctrico La Cascada	Desarrollo proyectos	996-2903	cascada41@hotmail.com
Roberto Núñez	EMCE	Desarrollo proyectos	236-8788 236-9116	rnunez@terra.hn
Oscar Aguilar	Servicios y Mantenimientos Tecnológicos	Consultor	239-2157	oaguilar@cybertelh.hn
Glenda Castillo	ENEE	Energías Renovables/ Finanzas Energéticas	220-0470 220-0471	subdinve1@enee.hn subdinve2@enee.hn www.enee.hn
Juan Ramón Medrano	ADESOL	Energía Solar	239-5691	adesol@sdnhon.org.hn
Jorge R. Méndez	Consultor	Políticas, proyectos	227-0335 390-9240	jfriveram@hotmail.com
Gracia M. Barahona	BCIE	Financiamiento	240-2243	gbarahon@bcie.org www.bcie.org
Julio Cárcamo	PNUD	Desarrollo Proyectos	220-1100 231-0102	julio.carcamo@undp.org

NOTA: La lista anterior es introductoria y está sujeta a actualizaciones. Si alguna parte interesada desea integrarse, favor enviar nota a GSN: info@greenstream.net.

4.7 Nicaragua

4.7.1 Descripción del Sector Energético

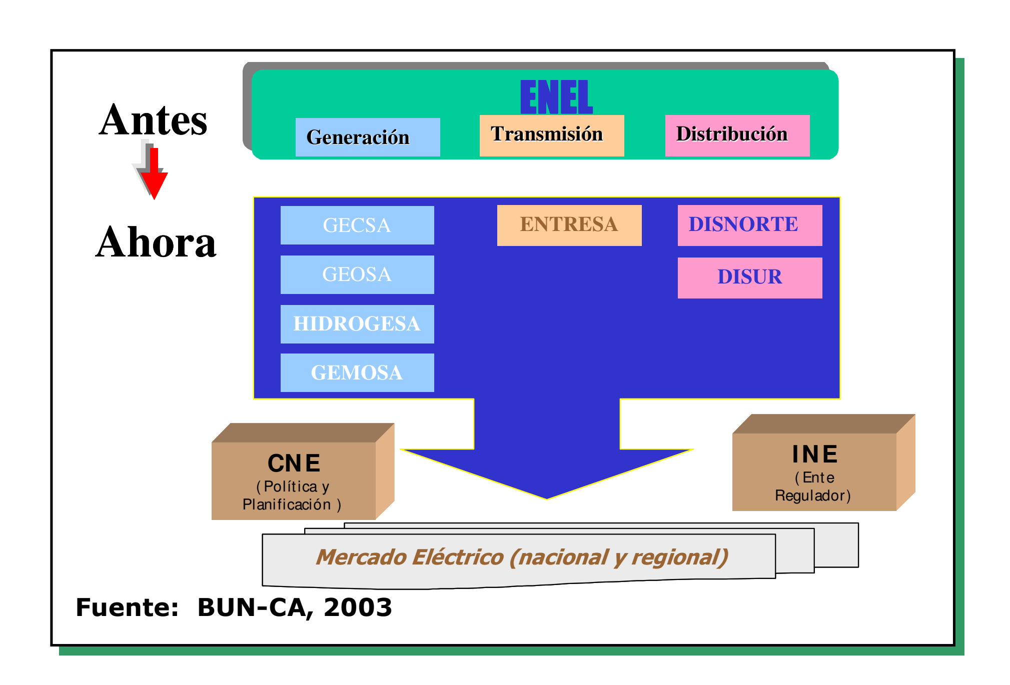
Información General

El Gobierno de Nicaragua, a través del Programa de Reformas a las Empresas de Servicio Público, inició una serie de transformaciones en el Sector Energía desde un punto de vista funcional e institucional. En base a lo anterior se promulgó la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), Ley Nº272 el 23 de abril de 1998 y en junio de ese mismo año su Reglamento, (Decreto Nº42-98). Esta Ley divide la integración vertical de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), con separación horizontal de las actividades de generación, transmisión y distribución y permite la participación del sector privado en la generación y distribución.



Mediante el Acuerdo Presidencial Nº116-99, (publicado en La Gaceta Nº67 del 13 de Abril de 1999), la ENEL fue dividida en siete empresas: una de transmisión, dos de distribución y cuatro de generación. La siguiente Figura muestra el cambio institucional del sector eléctrico nicaragüense a partir de 1998.

Figura 18. Cambio de estructura en el sector eléctrico de Nicaragua.



Las cuatro empresas generadoras son dos térmicas, una hidráulica y una geotérmica: Generadora Eléctrica Central S.A. (GECSA), Generadora Eléctrica Occidental S.A. (GEOSA), Generadora Hidroeléctrica S.A. (HIDROGESA), Generadora Momotombo S.A. (GEMOSA). Se crea la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. (ENTRESA), encargada de realizar las actividades de transporte de energía eléctrica. Esta empresa, según la LIE será de carácter estatal. Las dos empresas distribuidoras creadas fueron la Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (DISNORTE) y la Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (DISSUR), ambas privatizadas en el mes de octubre del año 2000, con un valor de venta de US $115 millones, ambas propiedad de Unión FENOSA.

Los principales actores en el sector eléctrico estatal nicaragüense: la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) y el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), que tiene las funciones de regulación del mercado mayorista. ENEL fue separada del INE en 1995 y se le asignó la responsabilidad sobre la generación, transmisión, distribución y comercialización, en tanto que INE conservó la responsabilidad de la planificación y regulación.

Generación: Nicaragua, al año 2002, cuenta con una capacidad instalada de aproximadamente 658 MW. Esta capacidad está compuesta por hidroeléctricas (104 MW), geotérmicas (77 MW), una planta de biomasa (41 MW) y principalmente por plantas de combustibles fósiles (436 MW). El desarrollo económico futuro, la expansión de la red eléctrica y la rehabilitación del equipo existente (gran parte de las plantas existentes en operación tienen entre 20 y 30 años), creará la necesidad de agregar alrededor de 800 MW en los próximos 5 años. La demanda promedio de energía ha crecido de manera relativamente lenta en los últimos años, pero se espera una mayor tasa de crecimiento – de hasta el 6% anual – para los próximos 20 años.

Como parte de los incentivos a la inversión privada en la industria eléctrica, el Artículo 130 de la LIE otorga exoneración por tres años de todos los gravámenes, la importación de maquinaria, equipos e insumos destinados exclusivamente a la generación, transmisión, distribución y comercialización de la oferta y al suministro de energía eléctrica para uso público. Asimismo, en el Artículo 131 de la LIE, se exonera de manera indefinida de cualquier gravamen a los combustibles utilizados para la generación eléctrica.

Transmisión: La LIE establece que la transmisión continua siendo propiedad del Estado, se exceptúa lo que se denomina transmisión secundaria que es la que construye un Agente de Mercado para conectarse al Sistema Interconectado Nacional (SIN). La empresa estatal, Empresa Nacional de Transmisión, S.A. (ENTRESA), transporta la energía en sus líneas y subestaciones según el peaje aprobado por el ente regulador (INE). La red de transmisión nicaragüense está conectada a la de Honduras, Costa Rica y Panamá por una línea de interconexión de 230 kV.

Distribución: Distribuidora Norte (Disnorte) y Distribuidora Sur (Dissur), propiedad de Unión FENOSA, atienden conjuntamente alrededor de 440,000 usuarios. De acuerdo con publicaciones de los medios de prensa, a julio del 2003 se han presentado problemas de liquidez por parte de estas dos distribuidoras, representándoles una deuda estimada en unos US$6 millones con al menos cuatro de las diez plantas generadoras de electricidad que operan en el país[46].

[46] "Chocan firmas eléctricas en Nicaragua" La Nación, 18 de agosto, 2003.

Marco legal enfocado hacia la energía renovable

Entre la legislación relevante en torno a la energía renovable en Nicaragua, se puede mencionar la siguiente:

- *Decreto Ejecutivo N°45-94* de 28 de octubre de 1994, Reglamento de Permiso y Evaluación de Impacto Ambiental.
- *Ley N°272* de 23 de Abril de 1998, Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y su Reglamento publicado en La Gaceta N°116 del 23 de Junio de 1998 (Decretos N°24-98, N°42-98).
- *Acuerdo Presidencial N°1-2001* el 2 de enero del 2001, establecimiento del Fondo de Desarrollo de la Industria Eléctrica de Nicaragua (FODIEN).
- *Ley N°467,* de 29 de agosto del 2003, Ley de Promoción al Subsector Hidroeléctrico, publicada en La Gaceta N°169 del 5 de setiembre, 2003.
- *Decreto N°12-04*, de 25 de febrero de 2004, Política Específica de Apoyo al Desarrollo de los Recursos Eólicos e Hidroeléctricos de Filo de Agua, publicado en La Gaceta N°45 del 4 de marzo de 2004.
- *Decreto N°13-04*, de 2 de marzo de 2004, Establecimiento de la Política Energética Nacional, publicado en La Gaceta N°45 del 4 de marzo de 2004.

El mercado eléctrico

La LIE establece la creación de un Mercado Mayorista Eléctrico con normativas específicas cuyo cumplimiento corresponde a todos los agentes económicos que se dediquen a las actividades de la industria eléctrica (Generación, Transmisión y Distribución) y regulado por el INE. Esta institución debe fijar las tarifas, incluyendo las solicitudes de distribución.

El CNDC, operado por el Estado, actúa como intermediario entre los distribuidores y los generadores y efectúa el despacho con base en el menor costo marginal. Asimismo le compete la responsabilidad de calcular los costos de compra de energía, potencia y transporte, sobre la base de las Normativas de Operación y Transporte, respectivamente.

Un Agente Económico o Gran Consumidor podrá participar en el Mercado Mayorista de Nicaragua en la medida que cumpla los requisitos y obligaciones definidos en la Normativa de Operación. La LIE indica que los agentes económicos dedicados a la actividad de generación de energía podrán suscribir contratos de compra-venta de energía eléctrica con distribuidores y con grandes consumidores; asimismo los autoriza a vender total o parcialmente su producción en el mercado de ocasión y también a exportar la energía eléctrica.

Algunas características del mercado mayorista eléctrico nicaragüense son:

- Los productos que se compran y venden en el mercado mayorista son: energía y potencia.
- El Mercado Mayorista está constituido por: Contratos Bilaterales entre Agentes del Mercado; y por el Mercado de Ocasión (-*spot*- mercado de sobrantes y faltantes).
- En las transacciones comerciales los servicios que se pagan son: Servicio de Transmisión; y Servicio de Operación, Despacho, y Administración del Mercado.
- Las transacciones comerciales incluyen los Servicios Auxiliares requeridos para mantener los criterios de calidad y seguridad del sistema eléctrico (reserva rodante, control de voltaje y suministro de potencia reactiva).

En el *Mercado Mayorista Eléctrico de Contratos* están habilitados los siguientes tipos:

- Contratos Internos del tipo PPA que acuerdan la compra-venta de energía y/o potencia con entidades privadas, preexistentes a la privatización de la actividad de distribución.
- Contratos de Suministro y Generación, suscritos con empresas de generación del Estado, y
- Contratos de Suministro entre privados (Generador Privado con Gran Consumidor habilitado).

En Nicaragua cada distribuidor tiene la obligación de contratar la compra de energía eléctrica con generadores ubicados en el territorio nacional o generadores ubicados en otro país a través de contratos de importación, que cubran un porcentaje de su demanda prevista (un 80% de la demanda máxima del año siguiente por medio de contratos y de un 60% para los 24 meses); el restante puede ser comprado, o el excedente vendido en el mercado spot o en mercados internacionales (aunque la Ley exige los contratos, los PPAs – con riesgo soberano - ya no se utilizan).

Todos los contratos son estrictamente comerciales, es decir que no afectan el despacho económico de las unidades de generación, excepto los PPAs que son despachados de acuerdo al precio de la energía reflejado en el contrato y no al costo de producción.

Por otra parte, el *Mercado Mayorista Eléctrico de Ocasión* funciona en Nicaragua desde Octubre del año 2000 y está compuesto por los vendedores y compradores de energía que tienen sobrantes o faltantes horarios, después de atender sus compromisos contractuales. Es un mercado de costos donde el producto (kWh) es ofertado según los costos de producción de cada agente generador.

Según datos de la CNE, en el Mercado de Ocasión actualmente se negocian entre 40 y 50 MW (esencialmente térmico). Sólo existe el Ingenio Monterrosa que está co-generando y vendiendo en el mercado de ocasión el excedente en época de zafra (unos 5 meses al año). El Ingenio San Antonio también está co-generando, pero vende su energía por medio de un contrato. El precio promedio de venta se ha mantenido por debajo de los $0.05/kWh. La Figura 19 muestra el esquema actual del mercado eléctrico en Nicaragua.

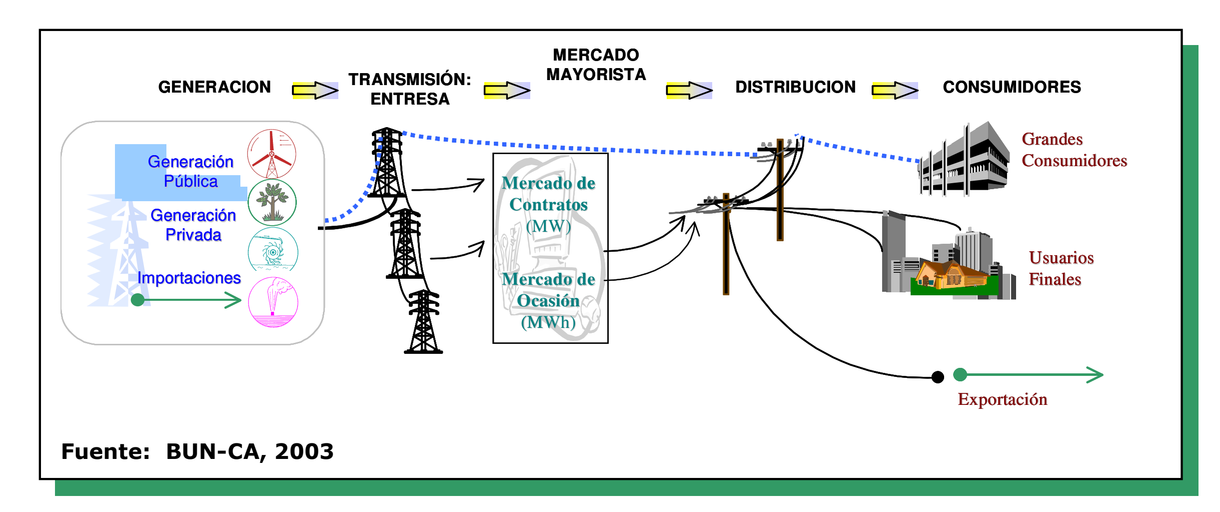


Figura 19. Esquema del mercado eléctrico en Nicaragua.

Principales acciones en electrificación rural

Los datos más recientes de la CNE indican que en Nicaragua un 47% de la población cuenta con acceso a servicios de electricidad. En las áreas rurales se estima que solamente del 20 al 25% de la población cuenta con dicho acceso.

La CNE tiene la responsabilidad de desarrollar la electrificación en el área

rural y en las poblaciones menores donde no existe interés de participar por parte de los agentes económicos que se dedican a la industria eléctrica. Para ello, debe asignar recursos disponibles a través de los organismos competentes para el desarrollo de la electrificación rural. Con este fin, la CNE en febrero del 2003 elaboró una nueva propuesta de Política de Electrificación Rural.

A la fecha se está ejecutando el Plan Nacional de Electrificación Rural en las Areas Concesionadas (PLANERAC), que contempla un programa de electrificación a corto plazo, con proyectos definidos dentro del área de concesión de las compañías distribuidoras privadas, el cual permitirá el incremento del índice actual de cobertura al 65-70 % en el 2005. Este objetivo de corto plazo está enmarcado dentro de las metas del Gobierno de incrementar la cobertura de electrificación rural del país mediante la extensión de redes de distribución existentes. Con este proyecto se han beneficiado unos 32.000 habitantes en 114 comunidades rurales, entre los años 2000-2003.

Asimismo, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), se formuló una Estrategia de Energización Rural en Zonas no Concesionadas. Esta estrategia incluye la implementación de al menos dos proyectos de electrificación rural utilizando fuentes de energías renovables.

Por otra parte, en enero del 2001, se creó el Fondo de Desarrollo de la Industria Eléctrica de Nicaragua (FODIEN) dirigido al fomento de la electrificación rural. Existen dudas respecto a la operación del FODIEN, especialmente en cuanto a la aplicación de sus fondos, con relación al nivel de promoción de la competencia y a la incorporación del sector privado. Actualmente con el proyecto PERZA – CNE - Banco Mundial se va realizar un estudio para la operativización del FODIEN.

4.7.2 Política Nacional MDL

Ratificación de la CMNUCC
Fecha de firma: 13 de junio, 1992
Fecha de Ratificación: 31 de octubre, 1995

Protocolo de Kyoto
Fecha de firma:7 de julio, 1998
Fecha de ratificación: 18 de noviembre, 1999

A partir de 1990, el Gobierno de Nicaragua inició un proceso de reforma energética para asegurar el suministro confiable y eficiente de energía, promover la eficiencia económica en el sector energético y atraer los recursos necesarios para la expansión de la infraestructura eléctrica. Este proceso culminó en abril de 1998, con la aprobación de Ley Nº272 "Ley de Industria Eléctrica" (LIE), en donde se da un nuevo enfoque a la regulación de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad.

Al firmar y ratificar el Protocolo de Kyoto y la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, Nicaragua ha acordado preparar un inventario nacional de GEI, que cumpla con los siguientes fines:

- Identificar los procesos que liberen y extraigan los GEI;
- Identificar los actores de la economía que produzcan estas emisiones y las cantidades producidas;
- Preparar y presentar los cuadros básicos requeridos por el acuerdo; y,
- Adquirir conocimientos e información complementaria relacionada con el cambio climático, la economía, los métodos de medición, etc.

Con apoyo del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM-GEF) a través del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), Nicaragua ha completado su primer inventario nacional de GEI utilizando los

lineamientos establecidos por el PICC. Este instrumento refleja la situación de emisiones, así como la capacidad de absorción de GEI en el país, utilizando como año base 1994. El resultado más impresionante del estudio ha sido que el sector forestal y de cambio de uso de la tierra representa la mayor fuente de emisiones de dióxido de carbono y al mismo tiempo presenta la mayor capacidad de absorción de GEI en el país; por lo tanto establece que Nicaragua es un "país sumidero de carbono" principalmente debido a la regeneración natural de la vegetación. El inventario fue publicado en marzo de 2001 y contiene la información requerida de líneas base.

En los últimos cinco años el Gobierno de Nicaragua, a través del Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales (MARENA), ha venido fortaleciendo y desarrollando capacidades tanto para enfrentar el paradigma del cambio climático como para ingresar en las oportunidades económicas que aparecen en el mercado de los certificados de reducción de emisiones con el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto. El tema del "Mercado de Carbono" ha despertado el interés de los negocios ambientales en Nicaragua, por su atractivo económico y su potencial de recursos en generar inversiones sostenibles principalmente para el sector privado.

Con el propósito de facilitar el ingreso de Nicaragua en este nuevo mercado de negocios, el MARENA con el apoyo del Fondo Mundial para el Medio Ambiente (GEF) y del PNUD a través del Proyecto "Formación de Capacidades en Áreas Prioritarias de Cambio Climático, PNUD-NIC/98/G31-MARENA", ha elaborado una "Guía Metodológica para la Formulación, Verificación y Monitoreo de Proyectos de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero", con el propósito de avanzar a diseminar la oportunidad de negocios y de facilitar el diseño de este tipo de proyectos que representa un flujo adicional financiero independiente del giro de negocios tradicional. Esta guía puede ser accedida en:

http://www.ondl.gob.ni/

http://www.marena.gob.ni/cambio_climatico/guia_proyectos_mitigacion.htm

Entre otras actividades relacionadas con cambio climático existen varios estudios y publicaciones sobre los impactos del cambio climático, que pueden encontrarse en la dirección:

http://www.ondl.gob.ni/

http://www.marena.gob.ni/cambio_climatico

Potencial de Energía Limpia y Renovable

Nicaragua tiene un gran potencial de recursos energéticos renovables y limpios. Entre estos recursos se encuentran los siguientes: Hidroenergía, Geotermia, Biomasa, Energía Eólica y Solar.

El potencial hidroeléctrico de proyectos mayores a 15MW se estima en 5,582 MW basado en una cartera de 78 proyectos, de los cuales el 30% aproximadamente son los más atractivos económicamente. Estos totalizan los 1,767 MW definidos en 13 proyectos. El potencial estimado bruto de centrales hidroeléctricas medianas (plantas de hasta 15MW), es de cerca de 200 MW. Se han identificado 30 sitios con potencial hidráulico para generación de energía eléctrica a pequeña escala para un total en potencia de 11,510 KW.

La CNE desarrolló el Plan Maestro de Geotermia en el año 2001 (GeothermEx Inc. de Richmond, California, EUA.), estimándose un potencial geotérmico teórico explotable de unos 900 a 1000 MW, concentrándose los campos a lo largo de la zona volcánica de la Costa del Pacífico.

Actualmente no se puede cuantificar exactamente el potencial de los recursos eólicos del país. La CNE está llevando acabo gestiones ante organismos de

cooperación para poder definir el potencial de los recursos naturales eólicos que pueden aprovecharse como opciones o complementos para la producción de energía eléctrica en Nicaragua. En los años 90, se hicieron mediciones en ciertas localidades del territorio Nicaragüense. La parte Sur-Oeste de Nicaragua en los departamentos de Rivas, Managua y Granada, presentan las mayores velocidades de viento. El Instituto Nicaragüense de Energía, organismo regulador y fiscalizador del sector energía en el país, ha otorgado varias Licencias Provisionales de exploración de este recurso, para iniciar los estudios de factibilidad.

Como parte del Programa de modernización del Sector Dentro-energético de Nicaragua, la CNE ha concluido el "Estudio de Bioelectricidad - Recolección de Datos de Biomasa como Fuente Bioenergética, en la Región del Pacifico de Nicaragua, Octubre, 2001" Del mismo se concluye de que existen 11 Regiones que tienen potencial como fuente de materia orgánica. Los sitios potenciales ubicados fueron 3 en la zona Central y 8 en el área del Pacifico, dando como resultados 1,184,456 Ton/Año de materia orgánica seleccionada basura, desechos industriales, etc.

Después de varios años de investigación y estudios por parte de la Universidad Centroamericana (UCA) y el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) en la década de los 90, los datos de la radiación solar han permitido elaborar el Mapa Solar de Nicaragua. De acuerdo a la información disponible el valor medido promedio de brillo solar es de 2,500 horas/año y recibe una radiación global solar anual que varía entre (1.4 y 2.0 Mega-watts-hora/m 2 año) según la zona del país. Asimismo, el valor promedio de potencia hora fue 1.8 Mwh/m 2 -año de radiación global.

Oficina Nacional de Desarrollo Limpio y Cambio Climático

Con el apoyo del PNUD/Nicaragua, la Oficina Nacional de Cambio Climático y Desarrollo Limpio (ONDL) fue creada en febrero de 2002, como un ente desconcentrado en materia de cambio climático adscrito al Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales (MARENA). Esta entidad es gobernada por una Junta Directiva donde participa tanto el sector público como la sociedad civil.

Esta Oficina fue acreditada como la Entidad Nacional Designada para el Mecanismo de Desarrollo Limpio y se encarga de otorgar el aval gubernamental que requieren los proyectos MDL.

Uno de los objetivos prioritarios de esta Oficina es facilitar la entrada de Nicaragua al mercado de carbono. Actualmente ofrece asistencia técnica a desarrolladores de proyectos y fomenta la creación de capacidades nacionales para utilizar este nuevo instrumento de financiamiento a proyectos de mitigación al cambio climático. La entidad facilita las negociaciones entre vendedores locales y compradores internacionales.

Nicaragua ha firmado Memorandos de Entendimiento para facilitar la transacción de bonos de carbono con el Reino de los Países Bajos, Finlandia, Canadá y Dinamarca.

La Oficina ha desarrollado un proceso sencillo y rápido para otorgar el aval gubernamental que requieren los proyectos MDL. Este proceso se desarrolla en dos partes. Con la idea de proyecto (PIN) se obtiene una carta inicial de no objeción, la cual es firmada por el Director de la Oficina después de hacer un análisis de este documento. El aval final requiere de la aprobación de la Junta Directiva de la Oficina y se obtiene después de presentar el Documento de Proyecto (PDD) y de que este haya pasado por una consulta pública local.

Este proceso está detallado en el website de la ONDL: http://www.ondl.gob.ni/

Adicionalmente existe el Consejo Nacional de Cambio Climático, órgano multisectorial donde participan diversas instituciones y organizaciones del sector público, sociedad civil y de la academia. Este Consejo sirve de órgano de consulta en la materia.

El Punto Focal de MDL y CC en Nicaragua es:

- Lic. Marina Stadtaghen,
  Coordinadora de MDL y CC
  MARENA
  E-mail: marinas@ibw.com.ni
  Tel: (505) 263-2596 / 233-1868
  http://www.ondl.gob.ni/
- Ing. Román José Román Gutiérrez
  Coordinador Proyectos Energéticos
  ONDL/MARENA
  E-mail: rjromans@turbonett.com
  Tel: (505) 263-2596 /233-1868

4.7.3 Ejemplos de Proyectos de Energía Renovable

Recientemente, la CNE, con apoyo financiero del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF) por medio del PNUD, ha iniciado un proyecto nacional denominado: *"Desarrollo de la Hidroelectricidad a pequeña escala para usos productivos en zonas fuera de red"*. El objetivo del proyecto es la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) originadas por el manejo de combustibles fósiles en la generación eléctrica para usos productivos en las áreas rurales no integradas al Sistema de Interconexión Nacional (SIN), removiendo las barreras y reduciendo el costo de implementación y diseminación de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en Nicaragua; para promover el desarrollo productivo en las áreas rurales fuera del SIN.

Por otra parte, en unión de los esfuerzos anteriores, la misma CNE, en apoyo con el Banco Mundial está llevando a cabo el proyecto denominado "Proyecto de electrificación rural con recursos energéticos renovables para el desarrollo de zonas aisladas -PERZA".

Ambos proyectos estarán combinando esfuerzos para apoyar a la CNE en el diseño y la puesta en práctica de una estrategia racional y eficiente de electrificación rural. Por su parte, el Banco Mundial brindará apoyo con su experiencia, conocimiento y ayuda en contexto de la electrificación rural con un énfasis en tecnologías de energía renovable; el proyecto del PNUD/GEF se centrará por su parte, en un subcomponente relacionado específicamente con la prueba y puesta en práctica de plantas micro-hidráulicas con el objetivo de desarrollar actividades productivas.

Inicialmente de los 40 MW identificados en el país, han sido pre-seleccionados, 30 sitios con potencial suficiente para desarrollar 30 PCH (9 MW), asociadas a usos productivos. Se prevé tener funcionando las 30 PCH en un plazo estimado 10 años, equivalentes a 25 GWh de energía, además de evitar emisiones por un total de 312,000 toneladas métricas de CO_2.[47]

Adicionalmente, existen varios proyectos de energías renovables en diferentes etapas de desarrollo, a los cuales la ONDL les brinda apoyo y asistencia técnica. En proceso de desarrollo, y con apoyo de esta Oficina se encuentran tres proyectos de Biomasa con un potencial de más de 30MW, un proyecto de captación de metano con un potencial de 2.5MW, dos proyectos de energía eólica con capacidad de 35MW, un proyecto de geotermia con capacidad de 60MW, y dos proyectos de electrificación rural hidroeléctrica con capacidad de 2.5MW.

[47] Más información sobre el proyecto: Leoni Arguello, Oficial de Proyectos PNUD, leonie.arguello@undp.org o bien, Miguel Barrios, rebrasil@ibw.com.ni

4.7.4 Organizaciones Relevantes

Comisión Nacional de Energía-CNE. La CNE, es un órgano interinstitucional encargado de proponer al Poder Ejecutivo, las políticas sectoriales, estrategias y directrices generales de todo el sector energético y realizar la planificación indicativa y estrategia de desarrollo del sector energía incluyendo la promoción de la electrificación rural. La Comisión Nacional de Energía (CNE), es el encargado de la formulación de la política, estrategias y directrices generales de todo el sector energético y realizar la planificación indicativa y estrategia de desarrollo del sector energía incluyendo la promoción de la electrificación rural.

Más información con:

- Raúl Solórzano, Presidente
  Tel: +505 222-5576
  Fax: +505 222-4629
  E-mail: asistente1@cne.gob.ni
  www.cne.gob.ni

- Ernesto Espinoza, Secretario Ejecutivo
  Tel: +505 222-5576
  Fax: +505 222-4629
  E-mail: Sec_Eje@cne.gob.ni
  www.cne.gob.ni

Instituto Nicaragüense de Energía-INE. Mediante la Ley N°271, se promulgó las Reformas a la Ley Orgánica del INE como organismo autónomo del Estado encargado de la regulación, supervisión y fiscalización del sector energía. Otorga, prorrogar, declarar la caducidad o cancelar las licencias de generación y transmisión de energía, y las concesiones de distribución. El Instituto Nicaragüense de Energía (INE), es el encargado de la regulación, supervisión y fiscalización del sector energía. Es el que otorga las licencias, permisos y concesiones, así como el que estipula las sanciones y multas.

Más información con:

- Octavio Salinas
  Tel: +505 228-2057 / 228-2058
  Fax: +505 222-7052
  E-mail: dcd@ine.gob.ni
  www.ine.gob.ni

Empresa Nicaragüense de Electricidad-ENEL. La ENEL es la encargada de la administración de los sistemas aislados del país.

Más información con:

- Fran J. Kelly Torres, Presidente Ejecutivo
  Tel: +505 278-5830, 270-1044, 270-1066
  Fax: +505 267-4377
  E-mail: ocastillo@entresa.com.ni

Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales-MARENA. El MARENA es el ente que dicta las políticas y normas en el sector ambiental. Dando los permisos ambientales basados en los estudios de impacto ambiental realizados para cada actividad prevista en la Ley del Medio Ambiente. Dentro de este Ministerio está la Dirección de Desarrollo Limpio, que es la autoridad nacional designada al respecto.

Más información con:

- Marina Stadtaghen, Coordinadora de MDL y CC
  Tel: +505 263-2596 / 233-1868
  Fax: +505 263-2596
  E-mail: marinas@ibw.com.ni;
  www.marena.gob.ni/cambio_climatico

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica S.A.-ENTRESA, es la que está a cargo de las redes de transmisión y de que acuerdo con la Ley, esta actividad permanecerá en poder del Estado Nicaragüense. Dentro ENTRESA, está el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), que está encargado de la operación, administración y la seguridad del sistema interconectado y de concretar las salidas y entradas al sistema por parte de los agentes.

Más información con:

- Humberto Salvo, Gerente General
  Tel: 505+ 277-4159
  E-mail: hsalvo@entresa.com.ni

Empresas Generadoras Públicas: Empresa Generadora Eléctrica Central S.A. (GECSA), son plantas térmicas y está formada por las centrales de Managua (45MW) Las Brisas (65MW). También se cuenta con la Empresa Generadora Eléctrica Occidental S.A (GEOSA), son plantas térmicas y está formada por las centrales de Nicaragua (100MW) y Chinandega (15MW). Empresa Generadora Hidroeléctrica S.A. (HIDROGESA), está formada por las centrales de Centroamérica (50MW) y Santa Bárbara (50MW). Está es proceso de privatizarse en el año 2002. Empresa Generadora Geotérmica Momotombo S.A. (GEMOSA), está formada por la central geotérmica Momotombo (70MW) y se encuentra otorgada en concesión a la empresa ORMAT por 15 años.

Generadores Aislados: Bajo este concepto se pueden mencionar principalmente: Asociación de Luz Eléctrica La Pita el Carmen (ASOLPIC), tiene una Concesión de Distribución y opera una planta hidroeléctrica de 30Kw, ubicada en la Aldea de la Pita del carmen Central en el municipio Cuá-Bocay, departamento de Jinotega. Asociación de Pro-Desarrollo del Servicio Eléctrico Bocay (APRODELBO), tiene una Concesión de Distribución y opera una planta hidroeléctrica de 230Kw, ubicada en el poblado de San José de Bocay en el municipio Cuá-Bocay, departamento de Jinotega. Asociación de Trabajadores de Desarrollo Rural-BL (ATDER-BL), tiene una Concesión de Distribución para operar una planta hidroeléctrica de 155Kw, ubicada en la Comarca el Bote, municipio Cuá-Bocay, departamento de Jinotega. Está promoviendo Micro-Turbinas Hidráulicas con una capacidad de energía de 0.7Kw (más grande) y 0.014kw (más pequeña). Están han sido promovidas en la zona del Cuá-Bocay, y se siguen usando para uso domiciliar y para los cafetaleros. Asociación para el Fomento Dendroenergético de Nicaragua (PROLEÑA), está gestionando el desarrollo de 3 proyectos con fines de generación de electricidad a partir de biomasa (cascarilla de maní, arroz y residuos forestales).

Unión FENOSA es una empresa privada de capital Español que está encargada de la distribución eléctrica, dividida en DISNORTE (formada por el centro-occidente del departamento de Managua más la región nor-occidental del país) y DISSUR (formada por el nor-oriente del departamento de Managua más la región sur-oriental del país).

Asociación Nicaragüense de Promotores y Productores de Energía Renovable-ANPPER. La ANPPER se constituyó en el año 2002, con el objetivo de unir esfuerzos de los generadores privados y como un frente común de negociación ante las autoridades gubernamentales con el fin de promover el desarrollo de las fuentes renovables de energía.

Más información con:

- Carlos Fonseca, Presidente
  Tel: +505 254-5356 / 254-5357
  Fax: +505 254-5354
  E-mail: anpper@intelnett.com

4.7.5 Lista de Contactos, Consultores y Proveedores

Tabla 32. Contactos, Consultores y suministradores en Nicaragua.

Nombre	Empresa	Especialista	Teléfono (505)	E-mail
Marina Stadtaghen	Ministerio de Recursos Naturales, Oficina Nacional de Desarrollo Limpio	Políticas, MDL / Coordinadora Nacional Alianza	233-1868 263-2596	marinas@ibw.com.ni
Raúl Solórzano	Comisión Nacional de Energía	Políticas	222-5576	asistente1@cne.gob.ni www.cne.gob.ni
Octavio Salinas	Instituto Nicaragüense de Energía	Políticas	228-2057 228-2058	dcd@ine.gob.ni www.ine.gob.ni
Fran J. Kelly Torres	Empresa Nicaragüense de Electricidad	Políticas	278-5830	ocastillo@entresa.com.ni
Humberto Salvo	Empresa Nicaragüense de Electricidad	Políticas	277-4159	hsalvo@entresa.com.ni
Rodolfo López	Centro Nacional de Despacho	Políticas	276-0533 276-0501	gerencia@cndc.org.ni
Sergio Narváez Sampson	Instituto de Desarrollo Rural	Políticas	270-3412 270-3672	direjecutivo@idr.gob.ni
Marja Luoto	Embajada de Finlandia para Centroamérica	Encargada de Negocios	266 3415	marja.luoto@formin.fi
Salvador Tapia	Embajada de Finlandia para Centroamérica	Cooperación Finlandesa	266 3415	salvador.tapia@formin.fi
Vladimir Delagneu	Tecnosol	Suplidor	249-9871	
Luis Lacayo Lacayo	Ecami	Suplidor	276–0925 276-0252	ecami@ibw.com.ni
Jurgen Kulke	Altertec	Suplidor	265-0693	altertec@ibw.com.ni www.altertec.com
José Luis Bustamante	Sunisolar	Suplidor	278-2630	sunisolar_2000@yahoo.com sunisolar@datatex.com.ni
Leonardo Mayorga	Proleña	Desarrollo proyectos	249-0116 278-7252	prolena@sdnnic.org.ni prolena.renovable@sdnnic.org.ni
Roberto Vargas Mantica	Industria GEMINA, S.A	Desarrollo proyectos	249-1129	gemina@gemina.com.ni
Rebeca Leaf	Atder-BL	Desarrollo proyectos, PCH	612-2030	atder@ibw.com.ni
Victor Salazar Pereira	Funproteca	Desarrollo proyectos	0311-2090 0311-0595	funprot@ibw.com.ni
María Engracia De Trinidad	Proleña	Desarrollo proyectos, políticas, financiamiento	278-7252 278-2257	prolena.renovable@sdnnic.org.ni
César Barahona	Centro de Producción Más Limpia	Políticas Eficiencia energética	278-3136	ceb@ibw.com.ni cpmlnic@cpmlnic.org.ni www.cpmlnic.org.ni
Bo Ekstrand	EFICONTROL	Desarrollo proyectos eficiencia energética	268-2413 266-0697	eficon@ibw.com.ni
Leoni Argüello	PNUD	Desarrollo proyectos	266-1701	leonie.arguello@undp.org www.pnud.com.ni
Patricia Rodríguez Rivera	MULTICONSULT	Consultores	278-2530 278-0639	multiconsult@ibw.com.ni
Susan Kinne	Grupo FÉNIX, UNI	Desarrollo proyectos	278-3133	fenix@fec.uni.edu.ni www.grupofenix.org
Carlos Fonseca	ANPPER	Desarrollo proyectos, políticas, financiamiento	254-5356 254-5357	anpper@intelnett.com

NOTA: La lista anterior es introductoria y está sujeta a actualizaciones. Si alguna parte interesada desea integrarse, favor enviar nota a GSN: info@greenstream.net.

4.8 Panamá



4.8.1 Descripción del Sector Energético

Información General

La reestructuración del sector eléctrico se inició en 1997 en forma más conservadora que en otros países, ya que el Estado ha retenido entre el 48% y el 49% de las acciones de las empresas de generación y distribución que fueron privatizadas, y manteniendo el 100% de las acciones de la empresa de transmisión que es responsable a la vez, del Centro Nacional de Despacho. El sector privado controla el 92% de la generación, a diferencia de Guatemala, Nicaragua y El Salvador donde el Estado es dueño y controla un porcentaje importante de generación especialmente de generación hidráulica.

La des-regulación y privatización del Sector Eléctrico panameño se da con la aprobación de la Ley 6 de 1997 (reformada en 1998). Esta Ley contempla un mercado energético impulsado por actores comerciales, que pueden vender y comprar energía mediante contratos y en el mercado *spot*. En su diseño de mercado, el Estado ha contemplado cuatro objetivos principales: 1) promover la competencia y la eficiencia; 2) mejorar la cobertura y la calidad de la energía y del servicio; 3) regular los servicios de distribución y transmisión y 4) mejorar la calidad ambiental.

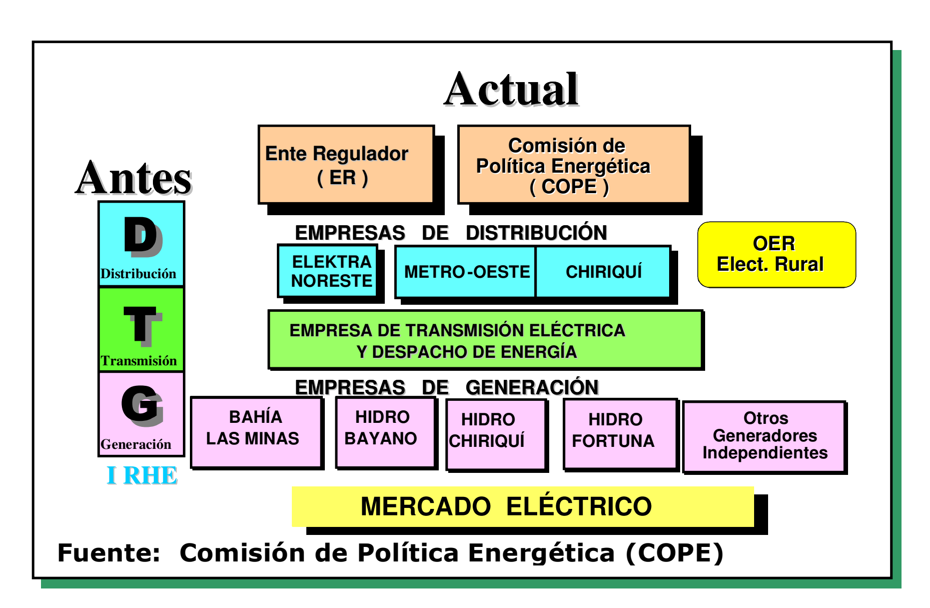


Figura 20. Cambio de estructura en el sector eléctrico de Panamá.

Las nuevas plantas de generación de energía dedicadas al servicio comercial deben obtener ya sea una concesión de 50 años, para proyectos basados en hidroelectricidad y geotermia[48], o bien licencias con una duración de 40 años para unidades térmicas y plantas de generación eólica. El Gráfico 6 muestra la transición del sector eléctrico en Panamá.

El subsector eléctrico en Panamá está sustentado en el Centro Nacional de Despacho, el Ente Regulador de los Servicios Públicos, la Comisión de Política Energética, quienes tienen funciones específicas de regulación del mercado; regulación del sector, facilitación y convocar a licitaciones; coordinación comercial y dictar políticas de los agentes del mercado, respectivamente.

Generación: Panamá cuenta con alrededor de 1,318 MW de capacidad instalada para el año 2003 (sin incluir la autogeneración de la Autoridad del Canal de Panamá de 173.5 MW). De éstos, 746 MW se basaron en generación hidráulica y 572 MW en generación térmica.

Actualmente, cuatro empresas privadas controlan los 979 MW que pertenecieron al Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), la anterior empresa eléctrica estatal, i.e.: EGE Bahía Las Minas (propiedad de ENRON), la cual controla 280 MW de generación térmica, AES Panamá, (propiedad de AES) cuenta con 488.8 MW de capacidad instalada (446 hidráulica y 42.8 MW térmica), EGE Fortuna (propiedad del consorcio Hidro-Quebec/El Paso Power) propietaria y operadora el Proyecto Hidroeléctrico Fortuna de 300 MW.

Transmisión: Panamá está interconectada con Costa Rica y por ende, con Centroamérica. El sistema de transmisión es propiedad de la empresa estatal ETESA (Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.).

Distribución: La distribución de la energía eléctrica en Panamá está a cargo de tres empresas privadas que han sido formadas a partir de la venta de activos que eran anteriormente propiedad del IRHE: la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A., la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., y la Empresa de Distribución Elektra Noreste, S.A.

La empresa española Unión Fenosa presentó la oferta ganadora en la licitación para el 51% de las acciones de EDEMET y EDECHI. A Constellation Power, una división del consorcio norteamericano Baltimore Gas and Electric, le fue adjudicada la licitación de ELEKTRA NORESTE, S.A. el 51% de las acciones de ésta.

Marco legal enfocado hacia la energía renovable

La principal legislación panameña, relacionada con energía renovable, es:

- *Ley N°6* de 3 de Febrero de 1997, Ley por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad
- *Decreto N°22* de 19 de junio de 1998, Reglamento a la Ley General de Electricidad
- *Ley N°45* de 10 de agosto del 2004, Ley que establece un regimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, y dicta otras disposiciones.

En setiembre del 2003, se presentó a la Asamblea Legislativa el Proyecto de Ley 23 para la promoción de las energías renovables el cual será sometido a primer debate próximamente.

El mercado eléctrico

Los criterios y procedimientos vigentes para la compra de potencia y/o energía

[48] La Ley fue omisa con respecto a otras formas de energía renovable.

establecen un período máximo de 8 años para el mercado de contratos, sin embargo, después del cuarto año se tiene una penalización o sobre-costo por encima del precio ofertado en el acto competitivo de libre concurrencia. Esta disposición legal afecta la estructuración de la ingeniería financiera de los proyectos que requieren de financiamiento de largo plazo y por ende, contratos de más largo plazo, no obstante el objetivo de esta disposición ha sido exigir un mejor precio si el plazo a contratar es más largo.

El mercado de contratos de generación eléctrica según los términos de un Contrato de Compra–Venta de Energía (PPA,) con una compañía distribuidora está determinado por el mejor precio ofertado en los actos públicos. Esto es un punto importante en cualquier proyecto de generación de energía que participe en el mercado de Panamá, porque para competir en la oferta abierta para vender capacidad firme y energía bajo el esquema de PPA, cualquier desarrollador debe ofrecer un precio de mercado. Actualmente el precio promedio de los contratos de compraventa energía y potencia firme, está alrededor de los 6 centavos de dólar por kWh monómico. La energía también se puede vender en el mercado spot, en donde el precio de referencia histórico ha sido alrededor de 4,8 a 5.0 US$c/kWh. El siguiente Gráfico muestra el esquema actual del mercado eléctrico en Panamá.

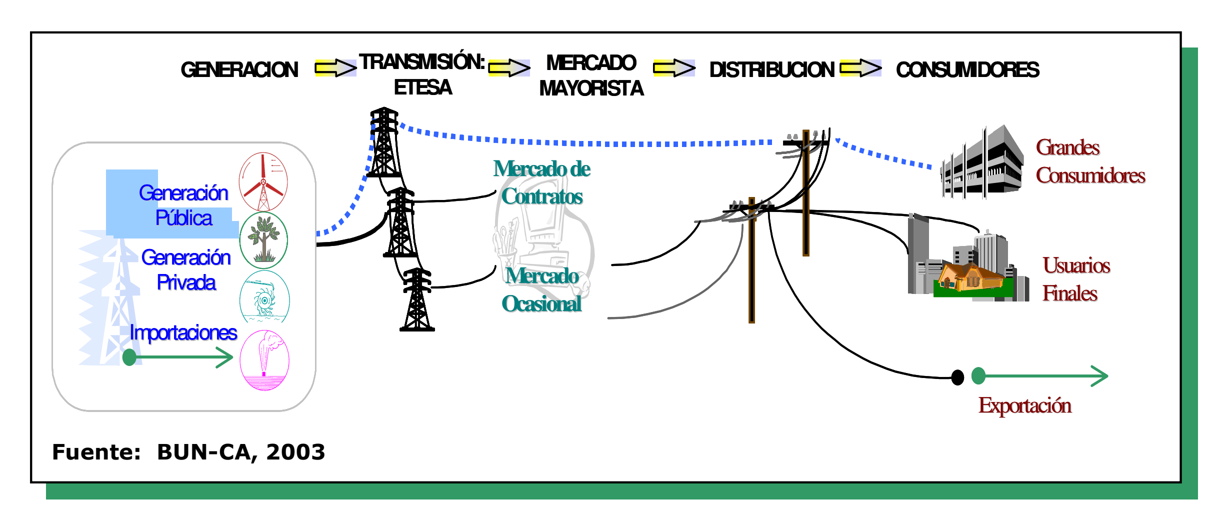


Figura 21. Esquema del mercado eléctrico en Panamá.

Principales acciones en electrificación rural

Los datos más recientes indican que alrededor del 85% de la población panameña cuenta con acceso a los servicios eléctricos. En las áreas rurales, se estima que el 55% de la población cuenta acceso a este servicio. La electrificación rural en Panamá es responsabilidad de la Oficina de Electrificación Rural (OER), adscrita al Fondo de Inversión Social (FIS) de la Presidencia de la República.

El Artículo 95 de la Ley Nº6 otorga la responsabilidad a la Oficina de Electrificación Rural de promover la electrificación en las áreas rurales no servidas, no rentables y no concesionadas, así como la función de programar los proyectos para asignarles anualmente, dentro del Presupuesto del Estado, los recursos necesarios a fin de cumplir con esta finalidad.

En electrificación rural, durante el período 2000 a 2002, se tiene una inversión en infraestructura de B/.7.4 millones incorporando a más de 6,538

viviendas al servicio eléctrico. La cobertura del servicio eléctrico a nivel nacional asciende a 81% en base al censo nacional del año 2000 y mediante el proyecto PLANER (FIS/OER) se contempla aumentar la cobertura a 95% en un período de 10 a 12 años requiriendo una inversión en infraestructura de más de B/.85 millones. Se contempla realizar un estudio mediante una cooperación técnica no reembolsable auspiciado por el BID para sentar las bases para el desarrollo del PLANER a iniciarse en el año 2004. También se contempla mediante el estudio de factibilidad correspondiente realizado por la Mitsubichi Research Institute, la cobertura del servicio eléctrico en áreas remotas mediante celdas fotovoltáicas o energía solar, a través del proyecto PELESADE con la participación de Universidad Tecnológica de Panamá, la FIS/OER, el Ministerio de Educación, la COPE/MEF y el Ministerio de Salud. El estudio contempla la cobertura del servicio eléctrico a 800 escuelas, 62 centros de salud, 121 granjas sostenibles.

4.8.2 Política Nacional MDL

Ratificación de la CMNUCC
Fecha de firma: 18 de marzo, 1993
Fecha de ratificación: 23 de mayo, 1995

Protocolo de Kioto
Fecha de firma: 8 de junio, 1998
Fecha de ratificación: 5 de marzo, 1999

En el Artículo 79 de la Ley N°41, "Ley General de Ambiente", Panamá reconoce que el secuestro de carbono es un servicio ambiental provisto por los bosques. De esta forma, el país espera establecer los mecanismos necesarios para obtener las ventajas económicas y financieras promovidas por los mecanismos flexibles del Protocolo de Kyoto para el sector forestal.

La Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM), además de ser responsable de elaborar, coordinar y fiscalizar la ejecución de la política nacional de cambio climático, ha creado, conforme a la Resolución N°AG-0040-2001, de 14 de febrero de 2001 de la ANAM, el Programa Nacional de Cambio Climático, como responsable de asistir en la ejecución de las actividades y compromisos adquiridos por la República de Panamá como resultado de la ratificación de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático y del Protocolo de Kyoto.

Uno de los componentes fundamentales del Programa Nacional de Cambio Climático de Panamá, es el Subprograma de Inventarios Nacionales y Mitigación de Gases de Efecto Invernadero. Dicho componente hospeda el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero y es el encargado de mantener un registro de las actividades de proyectos de mitigación nacionales endosadas y periódicamente certificadas, a ser presentadas por la ANAM ante el régimen institucional internacional, a través de Comunicaciones Nacionales.

Adicionalmente, como una ONG con jurisdicción legal, la Fundación Panameña de Servicios Ambientales (FUPASA), ha sido creada para ejecutar las actividades relacionadas con las reducciones de emisiones de carbono en el país. FUPASA, en colaboración con la Autoridad Nacional Ambiental (ANAM) ha desarrollado un reglamento para la implementación del artículo 79 de la Ley General del Ambiente y su adaptación a los mecanismos flexibles del Protocolo de Kyoto.

El Punto Focal de MDL y CC en Panamá es:

- Eduardo Reyes, SubAdministrador ANAM
  E-mail: e.reyes@anam.gob.pa
  Tel: (507) 315-1117 / 315-0663
  http://www.anam.gob.pa/adecuacion/cambioclimatico/index2.htm.

También se puede contactar:

- Lic. Luis Villareal, Director de FUPASA — E-mail: pespanama@cwpanama.net Tel: (507) 270-7339

4.8.3 Ejemplos de Proyectos de Energía Renovable

Hasta la fecha, Panamá cuenta con proyectos aptos para la reducción de emisiones de dióxido de carbono a través del mecanismo de desarrollo limpio, proyectos son:

Tabla 33. Proyectos bajo el MDL en el sector energía, Panamá.

Proyecto	Tipo	Capacidad instalada (MW)	Reducción de Emisiones estimadas (tonCO_2/año)	Inversión (en millones US$)	Status
Algarrobos	*Hidroeléctrica*	*11*	*42.000*	*15.0*	*Factibilidad*
Bajo de Mina	*Hidroeléctrica*	*25*	*95.498*	*90.0*	*Factibilidad*
Bayano III	*Hidroeléctrica*	*85*	*210.825*	*57.8*	*En Construcción*
Bonyic	*Hidroeléctrica*	*30*	*49.731*	*57.0*	*Factibilidad*
Cerro Tute	*Eólico*	*12-20*	*56.922*	*N.D.*	*Pre-factibilidad*
La Miel	*Eólico*	*12-20*	*63.247*	*N.D.*	*Pre-factibilidad*
Dolega	*Hidroeléctrica*	*3*	*17.000*	*3.5*	*En operación*
Estí	*Hidroeléctrica*	*120*	*N.D.*	*N.D.*	*En operación*
Fortuna	*Hidroeléctrica*	*N.D.*	*31.500*	*12.6*	*Pre-Factibilidad*
Hornitos	*Eólico*	*30*	*101.000*	*26.1*	*Factibilidad*
Macho de Monte	*Hidroeléctrica*	*2*	*12.500*	*N.D.*	*En operación*
Monte Lirio	*Hidroeléctrica*	*52*	*103.787*	*101.8*	*Factibilidad*
Pando	*Hidroeléctrica*	*33*	*62.705*	*62.7*	*Factibilidad*
Paso Ancho	*Hidroeléctrica*	*12*	*25.947*	*20.0*	*Factibilidad*
Quebro	*Hidroeléctrica*	*9*	*10.847*	*13.1*	*Pre-Factibilidad*
Sistema rural	*Eólico*	*2-5*	*N.D.*	*N.D.*	*Idea de proyecto*
Valle de Antón	*Hidroeléctrica*	*2*	*5.700*	*3.5*	*En operación*
Total		***440-459***	***889.209***	***463.1***	

Fuente: ANAMA, FUPASA. Programa Nacional de Cambio Climático

Actualmente el Ministerio de Economía y Finanzas, por medio de la Comisión de Política Energética (COPE), está presentando al Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF), por medio del PNUD, un proyecto nacional enfocado a la remoción de barreras para la generación eléctrica con fuentes eólicas. Este proyecto tiene como objetivo la reducción de gases efecto invernadero producida por la generación eléctrica basada en fuentes térmicas en el sistema nacional interconectado. El resultado previsto es la instalación y puesta en marcha del primer parque de generación eólica con una capacidad instalada de 25 MW y operado por el sector privado. Con este proyecto se espera una reducción anual de emisiones de 42.158 toneladas de CO_2 equivalente.[49]

4.8.4 Organizaciones Relevantes

Comisión de Política Energética- COPE. Fue creada mediante la Ley Nº6 de 3 de febrero de 1997, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", es una Entidad adscrita al Ministerio de Economía y Finanzas, con la finalidad de formular las políticas globales y definir la estrategia del sector energía en Panamá; y cuyo objetivo

[49] Más información sobre el proyecto con Michael Mihalitsianos; Secretario Ejecutivo, COPE: michaelm@cwpanama.net

fundamental es propiciar el suministro a la población de energía confiable, diversificada, de mínimo costo, promoviendo su uso eficiente y el desarrollo de las fuentes renovables de manera ambientalmente sustentable, aumentando la cobertura y respetando la seguridad jurídica de las inversiones. Tiene, entre otras, las siguientes funciones: i. Formular, planificar estratégicamente y establecer las políticas del sector energía. ii. Velar por el cumplimiento de las políticas energéticas que se establezcan en el sector energía. iii. Proponer la legislación necesaria para la adecuada vigencia de las políticas energéticas y la ejecución de la estrategia.

Más información con:

- Michael Mihalitsianos
  Tel: +507 264-8110
  Fax: +507 269-3123
  E-mail: michaelm@cwpanama.net

Autoridad Nacional del Ambiente-ANAM. Creada mediante la Ley Nº41 de 1 de julio de 1998, como la Entidad Autónoma Rectora del Estado en materia de recursos naturales y del ambiente, para asegurar el cumplimiento y aplicación de las leyes, los reglamentos y la política nacional del ambiente. En el ámbito de sus funciones, es representada, ante el Órgano Ejecutivo, por conducto del Ministerio de Planificación y Política Económica.

Más información con:

- Alejandro Chen
  Tel: 507+ 315-0867 / 315-1026
  E-mail: a.chen@anam.gob.pa
  www.anam.gob.pa

Ente Regulador de los Servicios Públicos-ERSP. Es un Organismo autónomo del Estado, creado mediante la Ley Nº26 de 29 de enero de 1996. El Ente Regulador tiene a su cargo el control y fiscalización de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural, con sujeción a las disposiciones de la Ley y las respectivas normas vigentes sectoriales en materia de servicios públicos.

Más información con:

- Rafael De Gracia
  Tel: +507 265-3555 / 265-4619
  E-mail:
  rdegracia@enteregulador.gob.pa
  www.enteregulador.gob.pa

Oficina de Electrificación Rural-OER. Es un órgano del Estado que funciona vinculado al Fondo de Inversión Social (FIS), adscrito al Ministerio de la Presidencia creado mediante la Ley Nº6 del 3 de febrero de 1997. La OER tiene como misión promover la electrificación en las áreas rurales no rentables, no servidas y no concesionadas; evaluando las opciones para la prestación del servicio en el área respectiva, a través de mecanismos de mercado, en la medida de lo posible, entendiéndose que la mejor opción será aquella que requiera el menor subsidio de inversión inicial de parte del Estado.

Más información con:

- Jorge Barrios; Director
  Tel: +507 207-9322 / 207-9321
  E-mail: jbarrios@hotmail.com
  www.fis.gob.pa/direcciones/programas.asp

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.-ETESA. Esta empresa se rige por las disposiciones de sociedad anónima y de derecho privado; su capital accionarlo lo posee el Estado en un cien por ciento, su función principal es la actividad de transmisión de energía en Panamá. Cuenta con recursos propios provenientes de los cargos por el servicio de transmisión (acceso y uso de la red de transmisión), por el servicio de la operación integrada del Sistema Integrado Nacional, por los servicios de meteorología e hidrología y por los estudios básicos que ponga a disposición de posibles inversionistas.

Más información con:

- José Quiróz
  Tel: +507 227-2240 / 225-8900
  E-mail: jquiroz@etesa.com.pa
  www.etesa.com.pa

Empresas Distribuidoras de Electricidad: En Panamá están las siguientes empresas distribuidoras: Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A (EDECHI): empresa dedicada a la actividad de distribución de electricidad, pertenece al Consorcio Unión FENOSA, y su área de concesión comprende las provincias de Chiriquí y Bocas Del Toro. Empresa de Distribución Eléctrica Metro - Oeste (EDEMET): empresa dedicada a la actividad de distribución de electricidad en su área de concesión en las provincias de Veraguas, Coclé, Herrera, Los Santos, el sector oeste de la provincia de Panamá y parte de las áreas revertidas (antigua zona del Canal de Panamá), en la provincia de Panamá. Esta empresa también pertenece a Unión FENOSA. Empresa de Distribución Eléctrica Noreste, S. A. (ELEKTRA NORESTE): empresa dedicada a la actividad de distribución de electricidad y su área de concesión comprende las provincias de Darién, Colón, y los sectores Este y Metropolitano de la Provincia de Panamá, las islas del Golfo de Panamá y la región de San Blas.

Fundación Panameña de Servicios Ambientales-FUPASA. Fue creada por la Autoridad Nacional del Ambiente, el sector privado y la sociedad civil organizada, el 23 de marzo de 1999, como una iniciativa para posicionar estratégicamente a Panamá en el emergente mercado de reducción por fuente y absorción por sumidero de los gases de efecto invernadero (GEIs). FUPASA es una Fundación sin fines de lucro, cuyo objetivo principal es la promoción y canalización de recursos e inversión que permitan facilitar la implementación de instrumentos económicos ambientales internacionales tales como el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), del Protocolo de Kyoto, así como también el desarrollo de otros servicios ambientales tanto en el ámbito nacional como internacional.

Más información con:

- Luis Villareal, Presidente
  Tel: +507 270-7339
  E-mail: pespanama@cwpanama.net

4.8.5 Lista de Contactos, Consultores y Proveedores

Tabla 34. Lista de contactos en energía renovable en Panamá.

Nombre	Empresa	Especialidad	Teléfono (507)	Correo Electrónico
Michael Mihalitsianos	Comisión de Política Energética	Políticas	264-8110	michaelm@cwpanama.net
Eduardo Reyes	Autoridad Nacional del Ambiente	Políticas	315-1117 315-0663	e.reyes@anam.gob.pa www.anam.gob.pa
Alejandro Chen	Autoridad Nacional del Ambiente	Coordinador Nacional Alianza	315-0867 /70	a.chen@anam.gob.pa www.anam.gob.pa
Rafael De Gracia	Ente Regulador de los Servicios Públicos	Políticas	265-3555 265-4619	rdegracia@enteregulador.gob.pa
Jorge Barrios	Oficina de Electrificación Rural	Políticas	207-9322 207-9321	jbarrios@hotmail.com
José Quiróz	Empresa de Transmisión Eléctrica	Políticas	227-2240 225-8900	jquiroz@etesa.com.pa
Oscar Rendoll	Centro Nacional de Despacho	Políticas	230-4117	orendoll@etesa.com.pa
Lider Sucre	Asociación Nacional de Conservación de la Naturaleza - ANCON	Desarrollo proyectos	314-0060	lsucre@ancon.org www.ancon.org
Ligia Lobo	Consultora	Desarrollo proyectos	266-9045 234-2433	lmlobo@cwpanama.net
Adonai Ríos	ADEMIPP	Desarrollo proyectos	996-0218	ademipp@cwp.net.pa
José Luis Saiz	Hidro Panamá, S.A.	Desarrollo proyectos	264-3859	jlsaizv@cwpanama.net
Humberto Rodríguez	Electric Power Panamá, S.A.	Desarrollo proyectos	225-8188	zeolites@cwp.net.pa
Freddy Stadlin	Swisscontrol S.A	Suplidor	221-5066	fstadlin@swiscontrol.com www.swiscontrol.com
Carlos Rothery	Solarpan, S.A.	Suplidor	213-8060	solarpan@bellsouth.net.pa
Orlando Aguilar	Consultor BUN-CA Panamá	Desarrollo proyectos, políticas, financiamiento	638-7656 236-4734 603-3710	panama@bun-ca.org oaguilar@fim.utp.ac.pa
Alida Spadafora	PNUD	Desarrollo proyectos	265-0838	alida.spadafora@undp.org

NOTA: La lista anterior es introductoria y está sujeta a actualizaciones. Si alguna parte interesada desea integrarse, favor enviar nota a GSN: info@greenstream.net.

5 MERCADO INTERNACIONAL DE CARBONO

Este capítulo explica brevemente el estado actual y las futuras tendencias posibles del mercado internacional de carbono. Se da énfasis a las transacciones basadas en proyectos, especialmente a las Certificaciones de Reducción de Emisiones (CERs).

5.1 Antecedentes

Por regulaciones existentes o esperadas o por razones voluntarias, muchos gobiernos y compañías han empezado a implementar medidas para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Estos gases no son contaminantes locales; se mezclan en lo alto, en la atmósfera, afectando el balance termal de la tierra. Es por ello que en términos de cambio climático global, el impacto de una tonelada de CO_2 emitida en Finlandia es igual a una tonelada emitida en Centroamérica. Este fenómeno es la base para el desarrollo del llamado mercado de carbono internacional, donde las asignaciones de emisiones o reducciones de emisiones (como las Certificaciones de Reducción de Emisiones - CERs) son comercializadas.

El Mercado de carbono puede ser dividido en al menos dos formas. Con respecto a los "commodities" comerciables, pueden ser:

- Asignaciones de emisiones bajo un esquema de límite- y-comercio;
- Reducción de emisiones basadas en proyectos específicos.

Unidades de Cantidades Asignadas (AAUs) para países Anexo I bajo el Protocolo de Kyoto y las Asignaciones de Emisiones Europeas (EUAs) asignadas a las compañías Europeas bajo el Esquema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (EU ETS) son ejemplos de asignaciones de emisiones. En ambos casos, un límite es identificado para las emisiones y una cantidad de las asignaciones de ese límite es asignada. En el caso del Protocolo de Kyoto, los países Anexo I tienen una cantidad asignada definida, la cual es el límite de las emisiones de gases de efecto invernadero para el país; en el caso de la EU ETS, las compañías incluídas en el esquema tienen un límite establecido basado en el plan de asignación nacional. En el sistema de límite-y-comercio, un participante cuyas emisiones están por debajo de su cantidad asignada puede vender sus asignaciones excedentes a un participante cuyas emisiones exceden su cantidad asignada. Al final de un período de presupuesto, un participante siempre debe rendir asignaciones correspondientes a sus emisiones actuales.

Reducción de emisiones son "commodities" comerciables basadas en una línea base hipotética, por ejemplo, lo que hubiese pasado en la ausencia de un proyecto de reducción de emisiones implementado. La Implementación Conjunta (IC) y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en el Protocolo de Kyoto son ejemplos de mecanismos de reducción de emisiones basadas en proyectos.

Otra manera de dividir el mercado de carbono es basado en un régimen donde las "commodities" de carbono son utilizadas. De esta manera, las "commodities" comerciables pueden ser divididas por ejemplo, en instrumentos de cumplimiento con Kyoto y no cumplimiento con Kyoto.[50] Instrumentos comerciables de no-cumplimiento con Kyoto incluyen por ejemplo, verificación de reducción de emisiones (VERs) utilizadas voluntariamente por algunas compañías para propósitos de mercadeo, para demostrar buena responsabilidad social corporativa, o para desarrollar productos o marcas especiales de "neutros al clima". También las regulaciones en países que no pretenden ratificar el Protocolo de Kyoto (notablemente algunos Estados en Estados Unidos y Australia) crean mercados

[50] Ya que el Protocolo de Kyoto aún no está en efecto, las "commodities" de no-cumplimiento con Kyoto usualmente son refereridas como pre-cumplimiento a Kyoto.

para "commodities" de carbono de no-cumplimiento con Kyoto.

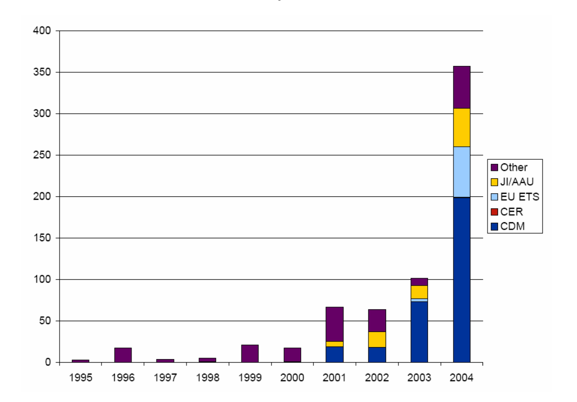
Otra "commodity" ambiental que tiene mucho en común con las asignaciones de emisiones y la reducción de emisiones es el certificado de electricidad verde o la garantía de origen. Este mercado está basado en certificados o garantías que son dadas a los productores de electricidad que utilizan fuentes renovables para generación de electricidad. Usualmente un certificado es dado por cada megawatt-hora de electricidad generada de fuentes renovables. Estos certificados son después tranzados ya sea en mercados voluntarios o regulados. Más información sobre certificados renovables se encuentra en www.recs.org.

En la siguiente sección, el mercado de carbono es analizado con énfasis especial en el mercado de Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) generados por proyectos MDL.

5.2 Volumen del Mercado de Carbono

Las primeras transacciones de carbono conocidas ocurrieron en 1995. La Figura 22 demuestra cómo el mercado se ha desarrollado. En el 2003, el valor presente neto de las transacciones fue estimado en EUR 100 millones. La porción de los proyectos MDL era alrededor de EUR 75 millones. El mercado para el 2004 se estima que crecerá a unos EUR 350 millones, de los cuales EUR 200 millones corresponden a transacciones de MDL.

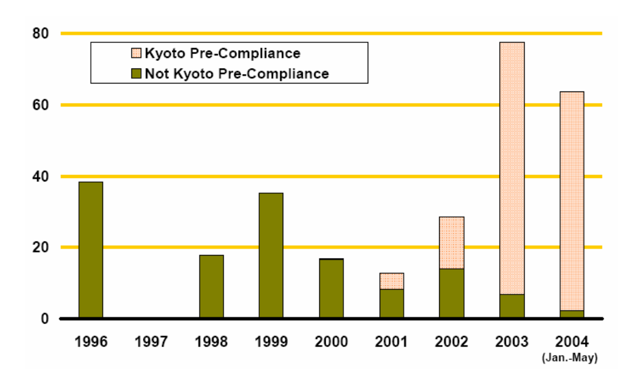
Figura 22. Valores históricos de las transacciones de carbono conocidas. Figuras en millones € usando una tasa de descuento del 7% para transacciones a futuro.



Fuente: Point Carbon. Outlook for 2004: An update. (www.pointcarbon.com).

En términos de volumen de CO_2e comercializado, alrededor de 30 millones de toneladas de reducción de emisiones basadas en proyectos fueron comercializadas en 2002 y casi 80 millones de toneladas en 2003 (ver Figura 23).

Figura 23. Volumen de reducción de emisiones basadas en proyectos comercializados en millones de tCO_2e.



Fuente: el Banco Mundial. Estado de las Tendencias del Mercado de Carbono 2004. www.carbonfinance.org

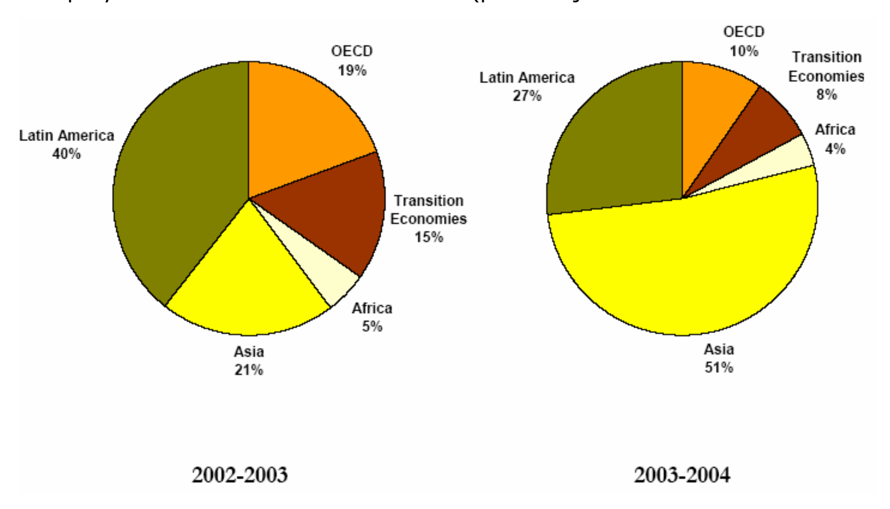
5.3 Compradores y Vendedores en el Mercado de Carbono

Como dijimos anteriormente, el cambio en proyectos ha sido hacia proyectos (pre-) cumplimiento de Kyoto, lo que significa que la mayoría de los proyectos implementados hoy en día son implementados en los países en desarrollo o en transición. La Figura 24 demuestra la ubicación de los proyectos en términos de volumen. Se puede observar que Latinoamérica ha sido el área líder con 40% de los volúmenes en el período 2002-03. Sin embargo, Asia está aumentando rápidamente su proporción de proyectos. En el período 2003-2004 países como India, China y países del Sudeste Asiático ya representan el 51% de los volúmenes contratados.

Tradicionalmente, el Gobierno de los Países Bajos y el Fondo Prototipo de Carbono manejado por el Banco Mundial han sido los compradores de CERs más importantes en el mercado internacional de carbono. El balance está, sin embargo, cambiando rápidamente y el año pasado las compañías japonesas realizaron

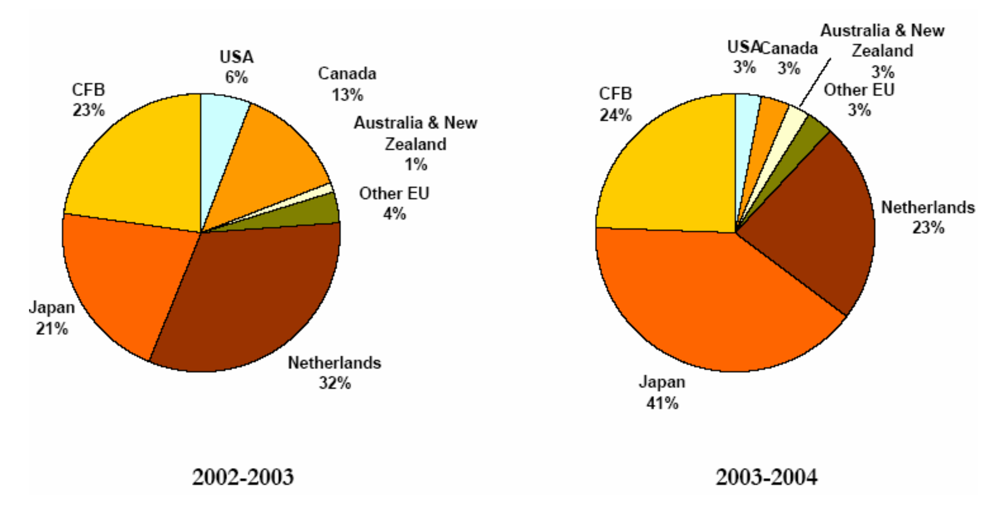
una significativa cantidad de transacciones de carbono (ver Figura 25). En el futuro próximo, se puede esperar que las compañías Europeas jueguen un papel importante en el mercado de carbono como compradores. Esto se debe a la aprobación reciente de la directiva vinculante que liga CERs de proyectos MDL y ERUs de proyectos de IC al Esquema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea.

Figura 24. Ubicación de proyectos de reducción de emisiones (porcentaje del volumen de ER ofertado).



Fuente: el Banco Mundial. Estado de las Tendencias del Mercado de Carbono 2004. (www.carbonfinance.org).

Figura 25. Compradores en el mercado (porcentaje del volumen de CERs comprados).



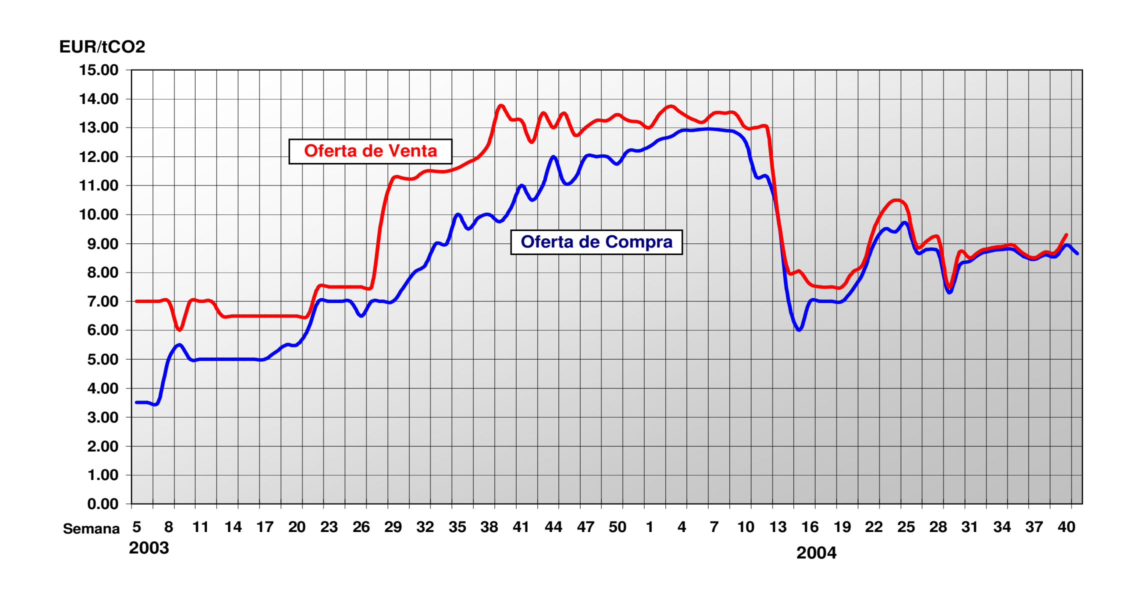
Fuente: el Banco Mundial. Estado de las Tendencias del Mercado de Carbono 2004. (www.carbonfinance.org). CFB = Negocio de Financiamiento de Carbono, i.e. mayormente PCF y CDCF).

5.3.1 CERs en el Esquema de Comercio de Emisiones de la UE

Cuando el Esquema de Comercio de Emisiones de la UE comience en el 2005, será el mercado de carbono más grande del mundo. Aproximadamente 15,000 instalaciones en energía, cemento, metal, pulpa y papel, y otras industrias serán asignadas con una cuota de emisiones de la UE (EUAs). Unos EUR 2 billones serán asignados anualmente para el primer período 2005-2007. Compras a futuro con las Asignaciones de la UE ya han comenzado y se espera que unas 8 millones de tCO_2e sean comercializadas en el 2004. La

Figura 26 demuestra los precios de las EUAs en el 2004-2005. Los precios han variado entre € 3.50 y € 14.00. Sin embargo, es importante notar, que el mercado no es aún líquido y una transacción puede tener un impacto grande en el precio.

Figura 26. Volatilidad del precio par alas Asignaciones (EUAs) en 2003-2004. Las ofertas de venta y de compra son hacia el futuro, para EUAs del 2005.



Fuente: GreenStream Network Ltd.

La directiva de la ETS reconoce la necesidad de vincular reducción y emisiones basadas en proyectos, tales como MDL e IC, al EU ETS. Las reglas exactas están en la llamada directiva vinculante, la cual enmienda la directiva de EU ETS. La directiva vinculante fue formalmente aprobada por el Consejo de la Unión Europea el 13 de septiembre de 2004 y su publicación oficial se espera próximamente. Los estados miembros de la UR tienen 12 meses para implementar los cambios requeridos por la directiva vinculantes una vez ésta sea publicada.

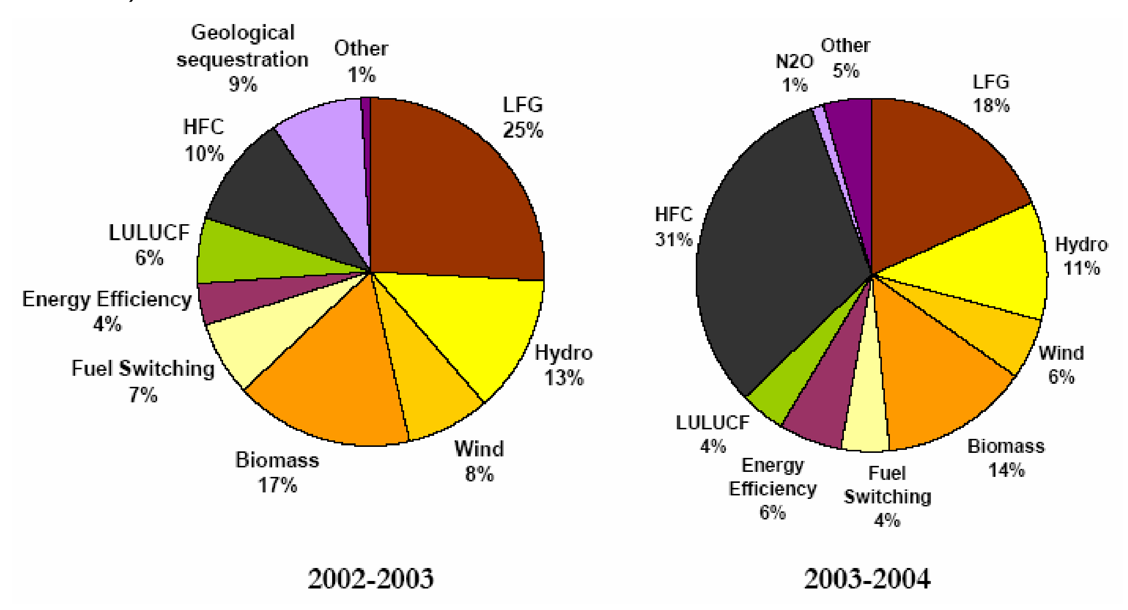
Las características principales de la directiva vinculante son:

- Los estados miembros de la UE pueden permitir a las compañías utilizar los CERs para su cumplimiento a partir del año 2005 y los ERUs a partir del 2008. CERs y ERUs son convertidos en EUAs en el registro nacional y los resultantes EUAs son inmediatamente redimidos para propósitos de cumplimiento;
- CERs de proyectos nucleares están excluidos, así como tCERs y lCERs de proyectos de sumideros por ahora;
- hidroproyectos que excedan 20 MW deben cumplir con los lineamientos de la Comisión Mundial de Represas;
- cada estado miembro debe establecer una cantidad máxima de CERs y ERUs que puedan ser utilizados como porcentaje de las asignaciones iniciales para cada instalación durante el período 2008-2012.

5.4 Tecnologías en los Proyectos

La Figura 27 demuestra la distribución de los proyectos de reducción de emisiones contratados entre diferentes tecnologías. Se puede observar que proyectos relacionados con rellenos sanitarios tuvieron el porcentaje más alto en el 2002-03, seguidos por proyectos de biomasa e hidroeléctricos. En el 2003-04, sin embargo, la cantidad de proyectos de HFC (Hidroflurocarbonos) ha aumentado significativamente. Esto se debe principalmente a la enorme Potencial de Calentamiento Global (GWP) de estos gases de efecto invernadero. Los dos primeros proyectos MDL que están actualmente solicitando registro son ambos relacionados con la destrucción de un gas de efecto invernadero muy potente, el HFC23, que tiene un GWP de 11,700 (cada tonelada de HFC23 corresponde a 11,700 tCO_2e).

Figura 27. Porción de tecnología de proyectos de reducción de emisiones (como porcentaje del volumen total contratado).



Fuente: el Banco Mundial. State and Trends of the Carbon Market 2004. (www.carbonfinance.org). LFG = Gas de Relleno Sanitario, HFC = Hidroflurocarbonos, LULUCF = Uso de la tierra, Cambio en Uso de la Tierra y Silvicultura.

5.5 Regímenes No-Kyoto

Aparte del Protocolo de Kyoto (y el EU ETS que es legalmente independiente de Kyoto pero cercanamente ligado a éste) hay otros mercados para reducción de emisiones verificadas. Generalmente, los precios pagados en estos mercados son inferiores a los precios de CERs (excepto talvez por algunos segmentos del mercado minorista). Por otro lado, las reglas y regulaciones para la verificación de reducción de emisiones pueden ser también más fáciles de cumplir. Como ejemplos de tales sistemas no-Kyoto se pueden mencionar el Intercambio de Clima de Chicago, el Esquema de Abatimiento de GEI de Nuevo Sur de Gales, el Fondo de Clima y el mercado minorista.

El Intercambio de Clima de Chicago (CCX) es un sistema piloto de límite-y-comercio de GEI en el cual un grupo de compañías norteamericanas han acordado de forma voluntaria limitar sus emisiones de GEI. Estas compañías pueden cumplir a través de reducciones internas, compra de asignaciones de otras compañías con limitaciones de emisiones, o comprar créditos de proyectos ER que cumplan criterios específicos. Los precios en CCX han estado entre USD 0.75-1.00 por

tonelada. Más información sobre CCX puede encontrarse en www.chicagoclimateex.com.

Esquema de Abatimiento de GEI de Nuevo Sur de Gales (NSW) en Australia impone "benchmarks" de Gases de Efecto Invernadero obligatorios a todos los minoristas de electricidad y otros de NSW. Los participantes están obligados a reducir sus emisiones de GEI al compensar sus emisiones excedentes al entregar los llamados certificados de abatimiento. Estos certificados son creados por proveedores acreditados de certificados de abatimiento y pueden ser comercializados. El nivel de penalidad es de AUD 10.50 y el precio spot se han mantenido entre AUD 10.00-10.60 dado la escasez de oferta en el ercado. Más información se puede encontrar en www.greenhousegas.nsw.gov.au.

El Fondo de Clima en Oregon, EEUU (www.climatetrust.org) es una organización sin fines de lucro establecida en 1997 como el Fondo de Clima de Oregon. El Fondo juega un rol clave en implementar el estándar de dióxido de carbono de Oregon, el cual requiere a las nuevas plantas de electricidad que compensen sus emisiones en aproximadamente 17% de las su generación de dióxido de carbono. Un desarrollador de la planta puede elegir cumplir parte de sus metas de reducción pagando al Fondo de Clima, el cual utiliza los fondos para comprar reducción de emisiones. El precio en el Fondo de Clima ha sido en promedio alrededor de USD 2.00 por tonelada.

El Mercado Minorista se refiere a individuos, corporaciones y eventos que compran pequeños volúmenes de reducción de emisiones de un proyecto que tienen atracción para consumidores. Los ERs no son intencionados para ser utilizados como cumplimiento, aunque hayan generado cumplimiento con los procedimientos de MDL e IC. Su propósito es más bien demostrar la preocupación sobre el cambio climático y hacerse cargo de parte de la responsabilidad por el impacto que tienen las corporaciones y empresas sobre el clima, de una manera transparente y responsable. El mercado minorista está creciendo rápidamente y usualmente paga un premio por los ERs que serán obtenidos en un período de un año desde la compra. Los precios para reducciones en pequeños proyectos con una contribución fuerte al desarrollo sostenible llevan un premio en el mercado, con precios oscilando entre US$5–12/t$CO_2$e.

ANEXO I – ARTÍCULO 12 DEL PROTOCOLO DE KYOTO

1. Se define aquí el Mecanismo de Desarrollo Limpio.
2. El propósito del Mecanismo de Desarrollo Limpio deberá ser asistir a las Partes no incluídas en el Anexo I en cumplir con el desarrollo sostenible y en contribuir al objetivo último de la Convención, y asistir a las Partes incluídas en el Anexo I en cumplir con sus compromisos de limitaciones y reducciones de emisiones cuantificadas bajo el Artículo 3.
3. Bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio:
    a. Las Partes no incluídas en el Anexo I se beneficiaran de las actividades del proyecto que resulten en reducción de emisiones certificadas; y
    b. Las Partes incluídas en el Anexo I pueden utilizar las reducciones en emisiones certificadas resultantes de tales actividades de proyecto para contribuir a cumplir con parte de sus compromisos de limitaciones y reducciones de emisiones cuantificadas bajo el Artículo 3, tal y como está determinado por la Conferencia de las Partes sirviendo como la reunión de las Partes a este Protocolo.
4. El Mecanismo de Desarrollo Limpio deberá estar sujeto a la autoridad y guía de la Conferencia de las Partes sirviendo como reunión de las Partes del Protocolo y será supervisado por una Junta Directiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio.
5. Las reducciones en emisiones que resulten de cada actividad de proyecto deberán ser certificadas por entidades operacionales a ser designadas por la Conferencia de las Partes sirviendo como reunión de las Partes del Protocolo, basado en:
    a. Participación voluntaria aprobada por cada Parte involucrada;
    b. Beneficios reales, medibles, y a largo plazo relacionados con la mitigación del cambio climático; y
    c. reducción en emisiones que son adicionales a cualquiera que ocurriera en la ausencia de la actividad de proyecto certificada.
6. El Mecanismo de Desarrollo Limpio deberá asistir en arreglar el financiamiento de actividades de proyecto certificados cuando sea necesario.
7. La Conferencia de las Partes sirviendo de reunión de las Partes al Protocolo deberá, en su primera sesión, elaborar las modalidades y procedimientos con el objetivo de asegurar la transparencia, la eficiencia, y la responsabilidad por medio de auditorias y verificaciones independientes a las actividades del proyecto.
8. La Conferencia de las Partes sirviendo como reunión de las Partes del Protocolo deberá asegurar que una porción de los fondos provenientes de las actividades de proyecto certificadas sean utilizados para cubrir los gastos administrativos, así como asistir a los países en desarrollo, Partes que son particularmente vulnerables a los efectos adversos del cambio climático, en cubrir los costos de adaptación.
9. La participación bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio, incluyendo las actividades mencionadas arriba en el párrafo 3(a) y en la adquisición de reducciones de emisiones

certificadas, pueden involucrar entidades privadas y/o públicas, y está sujeta a cualquier lineamiento proporcionado por la junta directiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

10. Las reducciones de emisiones certificadas obtenidas durante el período del año 2000 hasta el comienzo del primer período de compromiso pueden ser utilizadas para asistir en lograr el cumplimiento del primer período de compromiso.

ANEXO II – DOCUMENTO DE DISEÑO DE PROYECTOS DE PEQUEÑA ESCALA

MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO
DOCUMENTO DE DISEÑO DE PROYECTO SIMPLIFICADO
PARA ACTIVIDADES DE PROYECTO A PEQUEÑA-ESCALA (SSC-PDD)
Versión 01 (21 de enero de 2003)

Nota Introductoria

1. Se presenta aquí el documento de proyecto para actividades de proyectos en pequeña escala del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (DP-APE). En él se amplía la información esbozada en el apéndice B (Documento de proyecto) de las modalidades y procedimientos del MDL (anexo de la decisión 17/CP.7, documento FCCC/CP/2001/13/Add.2) y se recogen las modalidades y procedimientos simplificados (en adelante "los MP simplificados") para actividades de proyectos del MDL en pequeña escala (anexo II de la decisión 21/CP.8, documento FCCC/CP/2002/7/Add.3).

2. En la página correspondiente al MDL del sitio Web de la Convención Marco (*http:/unfccc.int/cdm/ssc.htm*) puede obtenerse el DP-APE, que también puede solicitarse a la secretaría en versión electrónica (correo electrónico: *cdm-info@unfccc.int*) o impresa (fax: +49-228-8151999).

3. Las instrucciones a los participantes figuran en cursiva (por ejemplo: *explicación*).

4. La Junta Ejecutiva puede revisar el DP-APE de ser necesario. Las revisiones no afectarán a las actividades de proyectos del MDL en pequeña escala validadas antes de la fecha en la que entre en vigor la nueva versión revisada del DP-APE. Las versiones posteriores del DP-APE se fecharán y numerarán consecutivamente. El DP-APE podrá posteriores del DP-APE se fecharán y numerarán consecutivamente. El DP-APE podrá consultarse en las páginas Web sobre el MDL en los seis idiomas oficiales de las Naciones Unidas.

5. De conformidad con las modalidades y procedimientos del MDL, el idioma de trabajo de la Junta será el inglés. Por consiguiente, los DP-APE completados deberán presentarse a la Junta Ejecutiva en ese idioma.

6. Cuando se trate de actividades en pequeña escala que se presenten agrupadas, de conformidad con el apartado a) del párrafo 9 y el párrafo 19 de los MP simplificados para las actividades de proyectos del MDL en pequeña escala, podrá presentarse un solo DP-APE siempre que se proporcione la información relativa a las secciones A.3 (*Participantes en el proyecto*) y A.4.1 (*Ubicación de la actividad de proyecto*) respecto de cada actividad de proyecto, y que en el apartado D se exponga un plan general de vigilancia.

7. Cuando se trate de una actividad de proyecto en pequeña escala con distintos componentes que pueda proponerse[1] como actividad de proyecto en pequeña escala del MDL podrá presentarse un DP-APE, siempre que la información relativa a las subsecciones A.4.2 (*Tipo y categoría(s) y tecnología de la actividad de proyecto*) y A.4.3 (*Breve explicación del modo en que se prevé reducir las emisiones andropógenas de gases de efecto invernadero (GEI) por las fuentes mediante la actividad de proyecto del MDL propuesta*) y los apartados B (*Metodología de la base de referencia*) y E (*Cálculo de las emisiones de GEI por las fuentes*) se facilite por separado en relación con cada componente de la actividad de proyecto.

8. Si la actividad de proyecto no corresponde a ninguna de las categorías del apéndice B de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL, los iniciadores del proyecto podrán proponer otras categorías de proyectos para su examen por la Junta Ejecutiva, de conformidad con los párrafos 15 y 16 de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL. Sin embargo, el documento de proyecto sólo podrá presentarse a la Junta Ejecutiva para su examen después de que ésta haya enmendado el apéndice B como corresponda.

9. Puede obtenerse un glosario de términos descargándolo de las páginas Web sobre el MDL, o bien solicitándolo en versión electrónica (correo electrónico: *cdm-info@unfccc.int)* o impresa (fax: +49-228-8151999).

CONTENIDO

[1] En el párrafo 7 de los MP simplificados para actividades de proyectos del MDL en pequeña escala, relativo a las aclaraciones de la Junta Ejecutiva sobre las actividades de proyectos en pequeña escala del MDL, la Junta acordó que cuando se tratase de una actividad de proyecto con las de un componente en el que se aplicasen las modalidades y procedimientos simplificados del MDL, cada componente debería cumplir el criterio mínimo para cada tipo aplicable, por ejemplo, si se trataba de un proyecto con componentes de energía renovable y eficiencia energética, el componente de energía renovable debería satisfacer el criterio de "energía renovable" y el componente de eficiencia energética el de "eficiencia energética".

A. Descripción general de la actividad de proyecto

A.1 Título de la actividad de proyecto

A.2 Descripción de la actividad de proyecto:

(Inclúyase en la descripción:
- el objetivo de la actividad de proyecto;
- la opinión de los participantes en el proyecto sobre la contribución de la actividad de proyecto al desarrollo sostenible (una página como máximo).)

A.3 Participantes en el proyecto:

(Enumérense las Partes y entidades públicas y/o privadas que participen en la actividad de proyecto e indíquense sus señas en el anexo 1 del presente documento.)
(Debe designarse a una de las entidades mencionadas para que actúe como contacto para tratar de la actividad de proyecto del MDL.)

A.4 Descripción técnica de la actividad de proyecto:

A.4.1 Ubicación del proyecto:

A.4.1.1 Parte o Partes que acogen el proyecto
A.4.1.2 Región/Estado/provincia, etc.
A.4.1.3 Ciudad/pueblo/comunidad, etc.
A.4.1.4 Descripción detallada sobre la ubicación física, con información que permita la identificación precisa de esta actividad de proyecto (*una página como máximo*).

A.4.2 Tipo y categoría(s) y tecnología de la actividad de proyecto

(Especifíquense el tipo y la categoría de la actividad de proyecto empleando la clasificación del apéndice B de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL (en adelante, "el apéndice B"). Obsérvese que el apéndice B puede ser revisado en el futuro y que la versión más reciente podrá consultarse en las páginas Web del MDL.

En esta sección debe explicarse el modo en que la actividad propuesta se ajusta al tipo y categoría de proyecto elegido (en aras de la simplicidad, en el resto del presente documento se dirá "categoría del proyecto" en vez de "tipo y categoría del proyecto").

Si la actividad de proyecto no corresponde a ninguna de las categorías del apéndice B pueden proponerse otras categorías de proyectos para su examen por la Junta Ejecutiva, de conformidad con los párrafos 15 y 16 de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL. Sin embargo, el DP-APE final sólo podrá presentarse a la Junta Ejecutiva para su examen después de que ésta haya enmendado el apéndice B como corresponda.)

(En esta sección debe incluirse una descripción sobre el modo en que se transferirán la tecnología y los conocimientos ecológicamente inocuos a la Parte de acogida si la transferencia es parte del proyecto.)

A.4.3 Breve explicación del modo en que se prevé reducir las emisiones antropogenias de gases de efecto invernadero (GEI) por las fuentes mediante la actividad de proyecto del MDL propuesta

(Explíquese brevemente de qué forma se prevé lograr la reducción de las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero (se darán más detalles en la sección B) e indíquese la estimación total de las reducciones que se espera lograr en toneladas de CO_2 *equivalente como se determina en la sección E.)*

A.4.4 Financiación pública del proyecto

(Indíquese si se cuenta con fondos públicos de Partes incluídas en el Anexo I para la actividad de proyecto propuesta. Si se cuenta con fondos públicos de una o más Partes incluídas en el Anexo I, proporciónese información sobre las fuentes de financiación pública para el proyecto en el Anexo 2, incluida la declaración de que esa financiación no ocasionará la desviación de recursos de asistencia oficial para el desarrollo y será independiente y no contará a efecto de cumplir las obligaciones financieras de esas Partes.)

A.4.5 Confirmación de que la actividad de proyecto en pequeña escala no es un componente desagrupado de una actividad de proyecto mayor

(Consúltense en el apéndice C de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL las instrucciones sobre la forma de determinar si la actividad de proyecto propuesta no es un componente desagrupado de una actividad de proyecto mayor.)

B. Metodología para la base de referencia

B.1 Título y referencia de la categoría de proyecto aplicable a la actividad de proyecto
(*Sírvase consultar en las páginas Web del MDL la lista más reciente de las categorías de actividades de proyectos en pequeña escala del MDL que figura en el apéndice B de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL.*)

B.2 Categoría de proyecto aplicable a la actividad de proyecto
(*Justifíquese la elección del cálculo de la base de referencia aplicable para la categoría de proyecto enumerada en el apéndice B de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL.*)

B.3 Descripción de la forma en que las emisiones antropogénicas de GEI por las fuentes se reducen respecto de las que se producirían en la ausencia de la actividad de proyecto

del MDL propuesta (*es decir, explicación de que esta actividad de proyecto es adicional y por consiguiente no idéntica al escenario de referencia*)

(*Justifíquese que la actividad de proyecto propuesta cumple los requisitos para usar metodologías simplificadas y que es adicional, usando para ello el Anexo A del apéndice B de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL.*)

(*Deberán resumirse también en esta sección las políticas y circunstancias nacionales pertinentes a la base de referencia de la actividad de proyecto propuesta*.)

B.4 Descripción del ámbito del proyecto

(*Defínase el ámbito del proyecto correspondiente a la actividad siguiendo las instrucciones de la categoría correspondiente del apéndice B de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL.*)

B.5 Detalles y establecimiento de la base de referencia:

B.5.1 Especifíquese la base de referencia de la actividad de proyecto propuesta usando una metodología específicada en la categoría correspondiente del apéndice B de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL.

B.5.2 Fecha de finalización del texto final de esta sección de la base de referencia (*DD/MM/AAAA*).

B.5.3 Nombre de la persona/entidad que determina la base de referencia.
(*Proporciónese la dirección e indíquese si la persona o entidad es también uno de los participantes que se enumeran en el Anexo 1 del presente documento*.)

C. Duración de la actividad de proyecto y período de acreditación

C.1 Duración de la actividad de proyecto:

C.1.1 Fecha de comienzo de la actividad de proyecto.
(La definición del término "fecha de comienzo", figura en las páginas Web del MDL.)

C.1.2 Período operacional estimado de la actividad de proyecto (*en años y meses, por ejemplo, "dos años y cuatro meses" se expresaría: "2a-4m"*).

C.2 Selección del período de acreditación e información conexa: (*subráyese la opción elegida (C.2.1 o C.2.2) y proporciónese la información correspondiente a esa opción*)

(*Obsérvese que el período de acreditación sólo podrá comenzar después de la fecha de registro de la actividad propuesta como actividad de proyecto del MDL. En casos excepcionales la fecha de comienzo del período de acreditación puede ser anterior a la fecha de registro de la actividad de proyecto tal como se dispone en los párrafos 12 y 13 de*

la decisión 17/CP.7 y en las orientaciones de la Junta Ejecutiva, que pueden consultarse en las páginas Web del MDL.)

C.2.1 Período de acreditación renovable (*como máximo (7) años por período de acreditación*):

C.2.1.1 Fecha de comienzo del primer período de acreditación (*DD/MM/AAAA*).

C.2.1.2 Duración del primer período de acreditación: (*en años y meses, por ejemplo, "dos años y cuatro meses" se expresaría: "2a-4m"*).

C.2.2 Período de acreditación fijo (*cómo máximo (10) años*):

C.2.2.1 Fecha de comienzo (*DD/MM/AAAA*).

C.2.2.2 Duración (máximo 10 años): (*en años y meses, por ejemplo, "dos años y cuatro meses" se expresaría: "2a-4m"*).

D. Plan y metodología de vigilancia

(El plan de vigilancia incluirá una de las metodologías de vigilancia especificadas para la categoría aplicable de actividades de proyectos en pequeña escala del MDL enumeradas en el apéndice B de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL y representará buenas prácticas de supervisión adecuadas al tipo de actividad de proyecto.

En el plan de vigilancia se proporcionará también información sobre la recopilación y el archivo de los datos especificados en el apéndice B de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL para:

- estimar o medir las emisiones que se producen dentro del ámbito del proyecto;

- determinar la base de referencia, según proceda;

- estimar las fugas cuando deban tenerse en cuenta.

Los participantes en el proyecto aplicarán el plan de vigilancia registrado y proporcionarán datos, con arreglo al plan, por medio de sus informes de vigilancia.

Las entidades operacionales verificarán que la metodología y plan de vigilancia se han aplicado debidamente y comprobarán la información de conformidad con las disposiciones sobre verificación. En esta sección se describirá en detalle el plan de vigilancia, e incluirá la identificación de los datos que deban recopilarse y su calidad con respecto a la precisión, comparabilidad, exhaustividad y validez, teniendo en cuenta las orientaciones que figuren en la metodología, y el archivo de los datos recopilados.

Obsérvese que los datos de vigilancia necesarios para la verificación y expedición deben guardarse durante dos años después de la fecha en que termine el período de acreditación o de la fecha de la última expedición de RCEs para la actividad de proyecto, si ésta es posterior.

Cuando se trate de actividades de proyectos agrupadas podrá proponerse un plan general de vigilancia basado en muestras de las actividades. Si las actividades de proyectos agrupadas se registran junto con un plan general de vigilancia, deberá aplicarse el plan y cada verificación o certificación de las reducciones de emisiones logradas deberá abarcar todos los proyectos agrupados.)

D.1 Nombre y referencia de la metodología aprobada aplicada a la actividad de proyecto

(En las páginas Web del MDL puede obtenerse la versión más reciente de la lista indicativa de actividades de proyectos en pequeña escala del MDL que figura en el apéndice B de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL.)

(Si debe aplicarse una norma nacional o internacional para la vigilancia de ciertos aspectos del proyecto, identifíquese esa norma e indíquese el lugar en el que puede encontrarse una descripción detallada.)

D.2 Justificación de la elección de la metodología y razón por la que es aplicable al Proyecto

(Justifíquese la elección de la metodología de vigilancia aplicable a la categoría de proyectos del apéndice B.)

D.3. Datos que deben vigilarse

(En el cuadro siguiente se indica la información mínima que debe proporcionarse en relación con los datos supervisados.
Complétese el cuadro correspondiente a la metodología de vigilancia elegida de entre las metodologías simplificadas que figuran en el apéndice B de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL.
Obsérvese que al usar ciertas categorías de proyectos puede ser necesario supervisar la aplicación de la actividad de proyecto y/o los niveles de actividad para el cálculo de las reducciones de emisiones logradas.

Pueden añadirse al cuadro las filas que sean necesarias.)

Número de identificación	Tipo de dato	Variable	Unidad	Obtenido por medición (m), cálculo (c) o estimación (e)	Frecuencia del registro de los datos	Proporción de los datos por supervisar	Medio de archivo de los datos (electrónico/ papel)	¿Cuánto tiempo se guardarán los datos archivados?	Comentario

D.4. Nombre de la persona o entidad que determinará la metodología de vigilancia

(Nombre y dirección, e indicación de si la persona o entidad es también uno de los participantes que se enumeran en el Anexo 1 del presente documento.)

E. Cálculo de las reducciones de las emisiones de GEI por las fuentes

E.1 Fórmulas utilizadas

(Sírvase exponer en el apartado E.1.1 las fórmulas utilizadas para calcular las reducciones de emisiones de GEI por las fuentes con arreglo a la categoría aplicable del apéndice B de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL. En caso de que la categoría del apéndice B no indique una fórmula concreta para calcular las reducciones de emisiones de GEI por las fuentes, complétese el apartado E.1.2.)

E.1.1 Algunas fórmulas del apéndice B

(Descríbase el cálculo de las reducciones de emisiones de GEI con arreglo a la fórmula especificada para la categoría aplicable del apéndice B de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL.)

E.1.2 Descripción de las fórmulas que no figuren en el apéndice B:

E.1.2.1 Descríbanse las fórmulas utilizadas para estimar las emisiones antropogénicas por las fuentes de GEI debidas a la actividad de proyecto dentro del ámbito del proyecto *(respecto de cada gas, fuente, fórmula/algoritmo, emisiones en unidades de CO_2 equivalente).*

E.1.2.2 Descríbanse las fórmulas utilizadas para estimar las fugas debidas a la actividad de proyecto, cuando proceda, para la categoría aplicable de proyecto del apéndice B de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL *(respecto de cada gas, fuente, fórmula/algoritmo, emisiones en unidades de CO_2 equivalente).*

E.1.2.3 La suma de E.1.2.1 y E.1.2.2 representa las emisiones de la actividad de proyecto.

E.1.2.4 Descríbanse las fórmulas utilizadas para estimar las emisiones antropogénicas por las fuentes de GEI en la base de referencia usando la metodología correspondiente a la categoría aplicable del apéndice B de los MP simplificados para actividades de proyectos en pequeña escala del MDL *(respecto de cada gas, fuente, fórmula/algoritmo, emisiones en unidades de CO_2 equivalente).*

E.1.2.5 La diferencia entre E.1.2.4 y E.1.2.3 representa las reducciones de emisiones debidas a la actividad de proyecto durante un período concreto.

E.2. Cuadro con los valores obtenidos al aplicar las fórmulas arriba mencionadas

F. Repercusiones ambientales

F.1 Si así lo requiere el país de acogida, documentación sobre el análisis del impacto ambiental de la actividad de proyecto: *(adjúntese un breve resumen y la documentación indicada)*

G. Observaciones de los interesados

G.1 Breve descripción del procedimiento que se haya seguido para solicitar y recopilar los comentarios de los interesados locales

G.2 Resumen de los comentarios recibidos

G.3 Informe sobre la forma en que se han tenido en cuenta los comentarios recibidos

Anexo 1

INFORMACIÓN SOBRE LOS PARTICIPANTES EN LA ACTIVIDAD DE PROYECTO

(Sírvase copiar y pegar el cuadro las veces que sea necesario)

Organización:	
Calle/apartado de correos:	
Edificio:	
Ciudad:	
Región/Estado:	
Código postal:	
País:	
Teléfono:	
Fax:	
Correo electrónico:	
URL (sitio web):	
Representada por:	
Cargo:	
(Sr./Sra./...):	
Apellido:	
Nombre:	
Departamento/sección:	
Teléfono móvil/celular:	
Fax directo:	
Teléfono directo:	
Correo electrónico personal:	
Organización:	

Anexo 2

INFORMACIÓN SOBRE LA FINANCIACIÓN PÚBLICA

- - - - -

ANEXO III – FINANCIAMIENTO PARA ASISTENCIA TÉCNICA SELECCIONADO PARA DESARROLLO DE PROYECTO

Institución	Asistencia Técnica	Criterio principal para conseguir financiamiento	Vínculos a lineamientos/ detalle de contacto
Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE)	Fondo de Preparación de Proyecto de USD 5 millones	Países elegibles: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua El fondo está vinculado a las líneas globales de crédito para cada país. El BCIE tiene oficinas en Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua.	www.bcie.org
Banco Caribeño de Desarrollo (CDB)	Estudios de pre-inversión y pre-factibilidad pueden ser financiados por el Fondo de Necesidades Básicas (BNTF)	País elegible: Belize Grupos Comunitarios, Organizaciones No-Gubernamentales, Organizaciones y Agencias Gubernamentales y Organizaciones Basadas en Comunidades pueden aplicar usando el Formulario de Solicitud del BNTF disponible en su sitio Web.	www.caribank.org Caribean Development Bank P.O. Box 408 Wildey, St. Michael Barbados, W.I. Tel. +246-431 1600 Fax +246-426 7269 info@caribank.org **Oficina en Belize:** BNTF Office c/o Social Investment Fund Constitution Drive P.O. Box 459 Belmopan Cayo District, Belize Tel: 501-822-0239/0508 Fax: 501-822-0279
Fondos del Banco Mundial	Varios tipos de asistencia técnica en la fase de pre-inversión	Varios fondos con metas y criterios específicos los cuales pueden ser obtenidos contactando a cada fondo.	http://www.worldbank.org/rmc/tf/
Energy Sector Management and Assistant Program (ESMAP)	Asistencia técnica, estudios específicos	ESMAP es un fondo bajo el Banco Mundial. Es un programa de asistencia técnica global que proporciona consejo sobre políticas de desarrollo energético sostenible a gobiernos de países en desarrollo. ESMAP también contribuye a la transferencia de tecnología y conocimiento en el manejo del sector energético y la proveer servicios modernos de energía a los pobres.	www.esmap.org
Banco Inter-Americano de Desarrollo (BID)	Programa de Cooperación Técnica	Prioridad especial para desarrollo de proyectos dentro del financiamiento ambiental y a pequeña escala.	www.iadb.org

Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN)	Subvenciones de asistencia técnica	FOMIN es parte del Grupo BID. Apoya intervenciones a pequeña-escala y proyectos piloto.	www.iadb.org/mif
Fondo de Proyectos Nórdico (NOPEF)	Préstamos sin intereses y subvenciones para desarrollo de proyectos	Para proyectos fuera de Europa. Requiere un interés Nórdico fuerte, los solicitantes deben ser compañías que operan en la región Nórdica. Los préstamos pueden cubrir hasta un 40% de los gastos de desarrollo. Cubre: estudios de factibilidad, evaluación de socios de negocio potenciales, análisis financiero y preparación de documentación, asistencia legal, negociaciones de contrato	www.nopef.com
Ministerio de Relaciones Exteriores de Finlandia: EIT Appropriation	Asistencia técnica para estudios de factibilidad, entrenamiento, adquisición de servicios de expertos y costos de planificacion	Aplicantes elegibles: compañías Finlandesas para proyectos económicos, industriales y tecnológicos en países en desarrollo. Puede cubrir hasta 50% del desarrollo del proyecto, y los solicitantes normalmente cubren el resto de los costos.	www.formin.fi

ANEXO IV – CAPITAL, SUBVENCIONES Y PRÉSTAMOS

Institución	Instrumentos Financieros	Términos y criterios principales para obtener financiamiento	Vínculos a lineamientos / detalles de contacto
Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE)	Préstamos directos Co-financiamiento Garantías Micro-financiamiento por medio de intermediarios Agencia especial para desarrollo sostenible	Países elegibles: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua	www.bcie.org BCIE tiene su sede en Honduras. BCIE tiene oficinas en Guatemala, El Salvador, Costa Rica y Nicaragua. Tel: (504) 240-2243
Banco Caribeño de Desarrollo (CDB)	Co-financiamiento Préstamos directos	País elegible: Belize	www.caribank.org Caribeña Development Bank P.O. Box 408 Wildey, St. Michael Barbados, W.I. Tel. +246-431 1600 Fax +246-426 7269 info@caribank.org **Oficina de Belize:** BNTF Office c/o Social Investment Fund Constitution Drive P.O. Box 459 Belmopan Cayo District, Belize Tel: (501) 822-0239/0508 Fax: (501) 822-0279
Corporación Andina de Fomento (CAF)	Préstamos Estructuración y financiamiento del proyecto Co-financiamiento Garantías Inversiones en Capital Patrimonial	País elegible: Panamá	www.caf.com
Banco Inter-Americano de Desarrollo (BID)	Préstamos Garantías Subvenciones	El BID apoya desarrollo económico y social e integración regional en América Latina y Caribe. Lo hace principalmente a través de préstamos a instituciones públicas, pero también financia algunos proyectos privados, típicamente en infraestructura y desarrollo de mercados de capital.	www.iadb.org BID tiene su sede en Washington D.C. Tiene oficinas en cada país de Centroamérica.
Corporación Inter-Americana de Inversión (IIC)	Préstamos directos Capital patrimonial directo o quasi-inversiones de capital crédito a intermediarias financieras locales Garantías para inversiones en ofertas de mercados de capital	ICC es parte del Grupo BID. La misión de la IIC es promover y apoyar el desarrollo del sector privado y los mercados de capital en los países miembros de América Latina y el Caribe a medida que las instituciones encargadas con promover el desarrollo de pequeñas y medianas empresas para avanzar en el desarrollo económico sostenible. Todos los países Centroamericanos son miembros de la ICC.	www.iic.int Oficina Regional Centro Americana Sr. Gustavo Romero P. O. Box 1142-1007 San José, Costa Rica Tel: (506) 233-2543 Fax: (506) 257-0083 Email: gustavorc@iadb.org

Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN)	Subvenciones Préstamos Capital Patrimonial Quasi-capital	FOMIN es también parte del Grupo BID. Sus mandatos es apoyar desarrollo innovador en el sector privado y mejorar los prospectos económicos para aquellos menos equipados de beneficiarse de las reformas al mercado. El FMI puede proporcionar recursos tanto a organizaciones públicas como privadas. Las agencias del sector privado pueden incluir organizaciones no-gubernamentales, asociaciones industriales, cámaras de comercio, etc., pero debe ser sin fines de lucro. Organizaciones de todos los países Centroamericanos son elegibles.	www.iadb.org/mif FOMIN tiene oficinas en cada país de Centroamérica.
Corporación Financiera Internacional (IFC)	Préstamos, financiamiento de capital, préstamos sindicados, productos de manejo de riesgo, financiamiento intermediario	La Corporación Financiera Internacional (IFC) es miembro del Grupo del Banco Mundial. Promueve la inversión sostenible del sector privado en países en desarrollo como una manera de reducir la pobreza y mejorar la vida de las personas. El criterio de proyecto de la IFC incluye: • El proyecto debe estar ubicado en un país en desarrollo miembro de la IFC (todos los países de Centroamérica); • Debe estar en el sector privado; • Debe ser técnicamente sano; • Debe tener buen prospecto de ser rentable; • Debe beneficiar a la economía local; y • Debe ser ambientalmente y socialmente sano, satisfaciendo los estándares ambientales y sociales de la IFC así como lo del país anfitrión.	www.ifc.org
Fondo Nórdico de Desarrollo (NDF)	Préstamos a largo-plazo al sector público Apoyo financiero a las actividades del sector privado: -Deudas Subordinadas -Líneas de crédito vía instituciones financieras locales -Capital patrimonial	Países socios Honduras y Nicaragua. Las actividades de NDF apoyan el desarrollo del sector privado y no están limitadas a los países socios.	www.ndf.fi P.O. Box 185, FIN-00171 Helsinki Finland
Fondo Finlandés para la Cooperación Industrial (Finnfund)	Financiamiento de Capital Préstamos de inversión Financiamiento de deuda subordinada Garantías (en casos excepcionales) Co-financiamiento	Finnfund es una compañía financiera Finlandesa de desarrollo que proporciona capital de riesgo a largo-plazo para proyectos privados en países en desarrollo. Aparte de co-invertir con compañías finlandesas, Finnfund financia proyectos que utilizan tecnología Finlandesa, que cooperan con socios Finlandeses en una base de largo-plazo o generan beneficios ambientales o sociales mayores.	www.finnfund.fi P.O. Box 391 FIN-00121 Helsinki Finland Tel. +358 9 348 434 Fax +358 9 3484 3346
E+Co	Deuda Capital	E+Co proporciona capital semilla en las fases iniciales entre USD 25,000 – 250,000 para proyectos energéticos sostenibles.	www.energyhouse.com E+Co Oficina Regional Latino América y Caribe (LAC) Fernando Alvarado, LAC Regional Manager

			P.O. Box 13443-1000 San José, Costa Rica Tel: (506) 296-3532 Fax: (506) 296-4810 Email: eycolac@amnet.co.cr

ANEXO V – FINANCIAMIENTO DE CARBONO

Asistencia Técnica relacionada al financiamiento de carbono

Institución	Descripción	Sitio Web
Banco Mundial	Unidad de Financiamiento de Carbono del Banco Mundial tiene varias agencias que proveen asistencia técnica relacionada al financiamiento de carbono: - BioCFPlus - PCFPlus - CDCFPlus	www.carbonfinance.org
Comercializadora Eléctrica de Guatemala S.A. (COMEGSA)	Asistencia técnica para preparación de proyectos en términos MDL y Comercio de CERs Países elegibles: El Salvador, Guatemala	www.comegsa.com.gt www.comegsa.net
ONUDI	Programa de ONUDI para la energía Sostenible y el Cambio Climático tiene varias actividades de fortalecimiento institucional relacionado con MDL	http://www.unido.org/doc/18258
PNUD	El sitio Web de energía para el Desarrollo Sostenible de PNUD tiene muchos recursos, incluyendo la Guía del Usuario de MDL de PNUD	www.undp.org/energy/climate.htm
PNUMA	Desarrollo de Capacidades para MDL (CD4CDM) es un programa de fortalecimiento institucional de PNUMA.	http://cd4cdm.org/unepcdm.htm
UNCTAD	UNCTAD/Programa de Mercado de Carbono del Instituto del Consejo de la Tierra contiene información útil sobre mercados de carbono y MDL, incluyendo un curso de aprendizaje independiente de MDL.	www.unctad.org/ghg

Proyectos de financiamiento de carbono

Institución	Descripción	Sitio Web
Programa Austriaco de IC/ MDL	El Programa Austriaco de IC/MDL se dirige a hacer una contribución para lograr los compromisos de reducción bajo el Protocolo de Kyoto por medio de la aplicación de IC y MDL. El primer llamado para proyectos MDL cerró el 30 de septiembre 2004.	www.ji-cdm-austria.at
Oficina Canadiense de MDL e IC	Oficina de MDL e IC del Ministerio de Relaciones Exteriores de Canadá.	www.dfait-maeci.gc.ca/cdm-ji/
CERUPT	Los Programas CERUPT y Erupt compran CERs y ERUs para el Gobierno Holandés. Actualmente está abierto sólo para proyectos de IC.	www.cerupt.nl
CO2e.com	Broker de reducción de emisiones	www.co2e.com
EcoSecurities	Broker de reducción de emisiones	www.ecosecurities.com
EcoSecurities-Standard Bank Carbon Facility	ESSB actualmente compra reducción de emisiones de países de Europa Central y Oriental y de Asia Central.	www.essbcarbonfacility.com

Evolution Markets	Broker de reducción de emisiones	www.evolutionmarkets.com
Programa Piloto Finlandés de MDL/IC	El objetivo del Programa Piloto Finlandés MDL/IC es adquirir experiencia en MDL e IC. El Programa Piloto es implementado por el Ministerio de Relaciones Exteriores y el trabajo es supervisado por un Comité de Dirección inter-ministerial. El Instituto Finlandés de Ambiente (SYKE) es responsable de la identificación e implementación práctica de los proyectos piloto en co-operación con sus ministerios relevantes.	http://global.finland.fi/english/projects/cdm
GreenStream Network Ltd.	Broker de reducción de emisiones	www.greenstream.net
IFC-Agencia de Carbono de los Países Bajos (INCaF)	INCaF es un arreglo bajo el cual el IFC comprará la reducción de emisiones de GEI para beneficio del Gobierno de los Países Bajos y los proyectos MDL.	http://www.ifc.org/ifcext/enviro.nsf/e11ffa331b366c54ca2569210006982f/abb832c91a1ebe0385256ddc0083a4c1?OpenDocument
Banco Mundial	La Unidad de Financiamiento de Carbono del Banco Mundial maneja varios fondos que compran CERs de proyectos MDL: - Fondo Prototipo de Carbono (PCF) - Agencia de los Países Bajos de Desarrollo Limpio - Fondo de Carbono de Desarrollo Comunitario (CDCF) - Fondo de BioCarbono (BioCF) - Fondo Italiano de Carbono	www.carbonfinance.org

ANEXO VI – REFERENCIAS

BUN-CA. Manuales sobre energía renovable. San José, Costa Rica, 2002. www.bun-ca.org

BUN-CA. Compendio de estudios de caso de proyectos demostrativos de energía renovable a pequeña escala en América Central. San José, Costa Rica, 2002. www.bun-ca.org

BUN-CA. Guías para Desarrolladores de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica utilizando Recursos Renovables. San José, Costa Rica, 2002. www.bun-ca.org

BUN-CA. Manuales sobre energía renovable. San José, Costa Rica, 2002. www.bun-ca.org

FENERCA. Modelos empresariales para servicios energéticos aislados (Manuales de Energía Renovable). San José, Costa Rica 2001. www.fenerca.org

FENERCA. Reducción de Emisiones de Carbono (Manuales de Energía Renovable). San José, Costa Rica 2001. www.fenerca.org

FENERCA. Promoción de Energía Renovable en Centroamérica: Oportunidades para el Planteamiento de Políticas. San José, Costa Rica 2001. www.fenerca.org

IETA. CDM Emission Reductions Purchase Agreement v.2.0. 2004. www.ieta.org

Ministry for Foreign Affairs in Finland. Financing Business Opportunities in Latin America and the Caribbean. Helsinki, Finland 2003. http://www.finpro.fi/

Ministry for Foreign Affairs, Finland. Clean Development Mechanism (CDM) and Joint Implementation (JI) Pilot Programme – Operational Guidelines. Helsinki, Finland 2003. http://global.finland.fi/english/projects/cdm/

Point Carbon. The Carbon Market Analyst: Outlook for 2004: An update. Oslo, Norway 2004. www.pointcarbon.com

Rodríguez, Jorge. Guía Metodológica: Cómo desarrollar proyectos exitosos dentro de la iniciativa de cambio climático. La Habana, Cuba, 2004.

UNDP. The Clean Development Mechanism: A User's Guide. New York, USA, 2003. http://www.undp.org/energy/climate.htm#cdm

UNFCCC. Simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities. New Delhi, India, 2002. http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents

UNFCCC. Simplified project design document for small-scale CDM project activities. Bonn, Germany, 2003. http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents

UNIDO. Guidelines for Infrastructure Development through Build-Operate-Transfer (BOT) Projects. Vienna, Austria, 1996. www.unido.org

UNIDO. Manual for the Preparation of Industrial Feasibility Studies. Newly revised and expanded edition. Vienna, Austria, 1991. www.unido.org

World Bank. State and Trends of the Carbon Market 2004. Washington, D.C. 2004. www.carbonfinance.org

World Bank. Small Scale CDM Projects: An Overview. Washington, D.C. 2003. www.carbonfinance.org/cdcf/

GreenStream Network Ltd.



www.greenstream.net
info@greenstream.net
firstname.lastname@greenstream.net
Trade & VAT Register: FI17138292

Erottajankatu 1
FIN-00130 Helsinki
Finland
Tel. +358 408 408 000
Fax +358 9 278 2600

Zur Bülte 12
DE-33739 Bielefeld
Germany
Tel. +49 521 875 0484
Fax +49 521 875 0580

Hamang Terasse 55
NO-1300 Sandvika
Norway
Tel. +47 6752 1131
Fax +47 6752 1199

Stureplan 4 C
SE-11435 Stockholm
Sweden
Tel. +46 70 618 8003
Fax +46 8 463 1010



www.bun-ca.org
bun-ca@bun-ca.org
Tel: 506+ 283-8835
Fax: 506+ 283-8845

Traducción: Lic. Rebeca Marín Reyes